

**Avaliação de Projecto de Investimento**

**CTBF/2009\_v02**

# **CENTRAL TERMOELÉCTRICA A BIOMASSA FLORESTAL (CTBF)**

## **Relatório de Avaliação**

Setembro de 2009

---

**Carlos J. Pereira Freitas**

# Índice

## Índice Geral

<b>Sumário Executivo .....</b>	Pag. 5
<b>1. Enquadramento do Projecto CTBF .....</b>	Pag. 6
1.1 Estratégia Nacional para a Energia e Estratégia Nacional para a Floresta .....	Pag. 6
1.2 Concurso Público para Injecção de Potência no SEP por CTBF .....	Pag. 7
<b>2. Processo Produtivo da CTBF .....</b>	Pag. 9
2.1 Combustível Principal da CTBF – biomassa florestal .....	Pag. 9
2.2 Processo de Produção de Energia Térmica e Conversão em Energia Eléctrica .....	Pag. 10
<b>3. Caracterização do Projecto .....</b>	Pag. 11
3.1 Configuração Geral da CTBF .....	Pag. 11
3.2 Descrição de Instalações e Equipamentos .....	Pag. 13
3.3 Cronograma do Projecto .....	Pag. 17
<b>4. Pressupostos Macroeconómicos e Fiscais .....</b>	Pag. 18
<b>5. Abastecimento de Matéria-prima e Venda de Energia Eléctrica .....</b>	Pag. 20
5.1 Tarifas de Venda da Energia Eléctrica .....	Pag. 20
5.2 Abastecimento de Biomassa Florestal .....	Pag. 21
<b>6. Investimentos .....</b>	Pag. 23
6.1 Investimento em Activos Fixos .....	Pag. 23
6.2 Investimento em Fundo de Maneio .....	Pag. 26
<b>7. Contas de Exploração .....</b>	Pag. 27
7.1 Produção de Energia Eléctrica .....	Pag. 27
7.2 Proveitos de Exploração .....	Pag. 28
7.3 Custos de Exploração .....	Pag. 28
7.3.1 Custos dos Consumos Directos .....	Pag. 28
7.3.2 Custos com o Pessoal .....	Pag. 31
7.3.3 Custos de Estrutura .....	Pag. 31
<b>8. Financiamento do Investimento .....</b>	Pag. 33
8.1 Capitais Próprios .....	Pag. 33
8.2 Dívida .....	Pag. 35
<b>9. Avaliação do Projecto .....</b>	Pag. 37
9.1 Projectão de Demonstrações Financeiras .....	Pag. 37
9.2 Custo dos Capitais .....	Pag. 44
9.3 Avaliação DCF – calculo de free cash flows .....	Pag. 47
9.4 Avaliação DCF – indicadores de criação de valor e de rentabilidade do projecto .....	Pag. 50
<b>10. Análise de Sensibilidade .....</b>	Pag. 51
<b>Anexos .....</b>	Pag. 55
ANEXO I – Análise do Mercado de Biomassa Florestal .....	Pag. 56
ANEXO II – Regulamentação Sobre Tarifas de Energias Renováveis .....	Pag. 60
ANEXO III – Metodologias de Avaliação .....	Pag. 65

## Índice de Quadros

Quadro I. Principais Componentes da CTBF .....	Pag. 11
Quadro II. Potência Total a Instalar e Potência a Injectar no Ponto de Recepção.....	Pag. 11
Quadro III. Indicadores de Produção.....	Pag. 12
Quadro IV. Características Meteorológicas da Localização Geográfica da CTB .....	Pag. 12
Quadro V. Características da Biomassa Florestal.....	Pag. 12
Quadro VI. Caracterização das Instalações da CTBF .....	Pag. 13
Quadro VII. Organização dos Pacotes Tecnológicos que Equipam a CTBF .....	Pag. 14
Quadro VIII. Caracterização das Instalações da CTBF .....	Pag. 15
Quadro IX. Pressupostos sobre Índices de Preços e Taxas de Juro .....	Pag. 18
Quadro X. Pressupostos Fiscais .....	Pag. 19
Quadro XI. Tarifas de Venda da Energia Eléctrica .....	Pag. 20
Quadro XII. Estudo de Sustentabilidade do Recurso Florestal (espécies florestais) .....	Pag. 22
Quadro XIII. Investimento em Activos Incorpóreos e Calendarização das Despesas .....	Pag. 24
Quadro XIV. Investimento em Activos Corpóreos e Calendarização das Despesas .....	Pag. 25
Quadro XV. Investimento de Substituição – Valores de Referência .....	Pag. 25
Quadro XVI. Períodos de Amortização dos Activos Fixos .....	Pag. 25
Quadro XVII. Prazos Médios .....	Pag. 26
Quadro XVIII. Investimento em Fundo de Maneio (FM) .....	Pag. 26
Quadro XIX. Horas de Operação .....	Pag. 27
Quadro XX. Produção de Energia Eléctrica .....	Pag. 27
Quadro XXI. Volume de Negócios .....	Pag. 28
Quadro XXII. Custos de Manutenção .....	Pag. 30
Quadro XXIII. Consumos Directos – Custos Unitários .....	Pag. 30
Quadro XXIV. Consumos Directos – Custos Totais .....	Pag. 30
Quadro XXV. Quadro de Pessoal .....	Pag. 31
Quadro XXVI. Custos com o Pessoal .....	Pag. 31
Quadro XXVII. FSE – Valores Mensais de Referência .....	Pag. 32
Quadro XXVIII. Custos de Estrutura .....	Pag. 32
Quadro XXIX. Financiamento do Investimento .....	Pag. 33
Quadro XXX. Movimentos Capitais Próprios .....	Pag. 34
Quadro XXXI. Dividendos Distribuídos .....	Pag. 34
Quadro XXXII. Comissões Bancárias .....	Pag. 35
Quadro XXXIII. Encargos Financeiros .....	Pag. 36
Quadro XXXIV. Rácios de Cobertura da Dívida .....	Pag. 36
Quadro XXXV. Projectção de Demonstração e Resultados .....	Pag. 38
Quadro XXXVI. Projectção de Balanço .....	Pag. 39
Quadro XXXVII. Projectção de Origem e Aplicações de Fundos .....	Pag. 40
Quadro XXXVIII. Projectção de Cash Flows Operacionais .....	Pag. 41
Quadro XXXIX. Projectção de Free Cash Flows .....	Pag. 42
Quadro XL. Projectção de Indicadores Económico-Financeiros .....	Pag. 43
Quadro XLI. Custo de Oportunidade dos Capitais Próprios .....	Pag. 46
Quadro XLII. Custo dos Capitais Alheios .....	Pag. 46
Quadro XLIII. Custo Médio Ponderado dos Capitais (WACC - Weighted Average Cost of Capital) .....	Pag. 46
Quadro XLIV. FCFF – Free Cash Flow to Firm (período de projectção explícita dos cash flows) .....	Pag. 48
Quadro XLV. FCFF – Free Cash Flow to Firm (valor terminal) .....	Pag. 48
Quadro XLVI. FCFE – Free Cash Flow to Equity (período de projectção explícita dos cash flows) .....	Pag. 48
Quadro XLVII. FCFE – Free Cash Flow to Equity (valor terminal) .....	Pag. 48
Quadro XLVIII. Cash Flow Distribuído aos Accionistas (período de projectção explícita dos cash flows) .....	Pag. 49
Quadro XLIX. Cash Flow Distribuído aos Accionistas (valor terminal) .....	Pag. 49
Quadro L. Avaliação DCF - Na Perspectiva do Projecto .....	Pag. 50

## Índice de Quadros (continuação)

Quadro LI. Avaliação DCF - Na Perspectiva do Accionista (Free Cash Flow) .....	Pag. 50
Quadro LII. Avaliação DCF - Na Perspectiva do Accionista (Cash Flow Distribuído) .....	Pag. 50
Quadro LIII. Análise de Sensibilidade - Cenário Central .....	Pag. 51
Quadro LIV. Elasticidade do VAL ao Valor do Investimento em Imobilizado Corpóreo .....	Pag. 51
Quadro LV. Elasticidade do VAL ao Valor do Investimento em Imobilizado Incorpóreo .....	Pag. 52
Quadro LVI. Elasticidade do VAL ao Valor da Produção Eléctrica Bruta .....	Pag. 52
Quadro LVII. Elasticidade do VAL à Tarifa de Venda da Energia Eléctrica .....	Pag. 52
Quadro LVIII. Elasticidade do VAL ao Preço da Biomassa Florestal .....	Pag. 53
Quadro LVIX. Elasticidade do VAL ao Preço do Gásóleo .....	Pag. 53
Quadro LX. Elasticidade do VAL ao Preço do Transporte das Cinzas .....	Pag. 53
Quadro LXI. Elasticidade do VAL ao Preço da Deposição das Cinzas em Aterro .....	Pag. 53
Quadro LXII. Análise de Sensibilidade - Factores de Produção .....	Pag. 54
Quadro LXIII. Análise de Sensibilidade - Factores de Produção+Investimento .....	Pag. 54
Quadro LXIV. Análise de Sensibilidade - Factores de Produção+Investimento+Produção de Energia .....	Pag. 54
Quadro LXV. Matriz de Segmentos de Mercado (Mercado de Biomassa Florestal) .....	Pag. 56
Quadro LXVI. Evolução da Procura de Biomassa Florestal por Sector de Actividade .....	Pag. 56
Quadro LXVII. Evolução da Procura de Biomassa Florestal por Regiões .....	Pag. 57
Quadro LXVIII. Evolução da Procura de Biomassa Florestal por Fonte Consumidora .....	Pag. 57
Quadro LXIX. Prémios de Risco de Mercado .....	Pag. 69

## Índice de Figuras

Figura I. Mapa do Concurso Público para as Centrais Termoelectricas a Biomassa Florestal (CTBF) .....	Pag. 8
Figura II. Diagrama Geral de Processo de Produção da Energia Eléctrica .....	Pag. 10
Figura III. Definição dos Fornecimentos de Pacotes Tecnológicos .....	Pag. 14
Figura IV. Diagrama de Blocos da Instalação .....	Pag. 15
Figura V. Cronograma do Projecto .....	Pag. 17
Figura VI. Formação do Custo dos Capitais .....	Pag. 44
Figura VII. Mapa dos Principais Consumidores de Biomassa Florestal .....	Pag. 59

## Notas Introdutórias

O trabalho de avaliação de projecto de investimento que apresentamos é constituído por duas peças de análise:

- O presente relatório, onde é feito um enquadramento do projecto e do mercado onde ele se insere, onde são descritos os pressupostos assumidos na avaliação, as metodologias de avaliação seguidas e a análise dos resultados a que a avaliação conduz.
- Uma folha de calculo, fornecida em formato digital ("CTBF\_Modelo Avaliacao\_Caso Base\_v02.xls"), onde se desenvolve o Modelo de Avaliação Económico, designado de "Caso Base", e onde se procedeu ao calculo dos vários indicadores da avaliação, sendo possível simular os efeitos de alterações nos vários *inputs* do modelo.

Toda a análise é desenvolvida a preços correntes e os valores apresentados estão em todos os casos líquidos de IVA.

## Sumário Executivo

O presente Relatório de Avaliação insere-se no trabalho de desenvolvimento do projecto de construção e exploração de uma Central Térmica a Biomassa Florestal (CTBF), encerrando a fase iniciada em 2006 com apresentação de proposta a Concurso Público para “Atribuição de Capacidade de Injecção de Potência na Rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público para Energia Eléctrica Produzida em CTBF” que veio a ser adjudicada aos promotores do projecto em Fevereiro de 2009. O trabalho de avaliação que apresentamos representa portanto o primeiro passo no processo de edificação do projecto, nomeadamente no que respeita ao trabalho de levantamento dos recursos financeiros exigidos pela construção da CTBF.

A adjudicação da capacidade de injecção de potência em sede de concurso público significou o reconhecimento de que o projecto beneficiará do tratamento legal dado à produção de energia eléctrica a partir de fonte renovável: garantia de venda de toda a energia produzida durante 25 anos, a tarifa bonificada, fixada administrativamente e actualizada em função da evolução do IPC (Índice de Preços no Consumidor).

O cronograma do projecto tem inicio em Setembro de 2009, com a fase de *due diligence* técnico, jurídico e financeiro, e posteriormente com o lançamento do concurso público para a construção da CTBF, que será realizada em regime de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), e que terá uma duração prevista de 18 meses (de Abril de 2010 a Setembro de 2011) à qual se seguirá a fase de pré-arranque (de Outubro de 2011 a Dezembro de 2011). A CTBF entrará em exploração em Janeiro de 2012 e estender-se-á, no regime bonificado, por 25 anos (Dezembro de 2036).

A CTBF terá uma potência instalada de 11 MVA, tendo como combustível quase exclusivo biomassa florestal residual, estando previsto injectar na rede, em velocidade cruzeiro, cerca de 78.500.000 kWh/ano, consumindo para tanto cerca de 125.500 ton./ano de biomassa florestal e exigindo uma estrutura fixa de pessoal de 16 pessoas.

A construção da Central exigirá um investimento de cerca de 30.800.000€, isto é, 2,60 milhões de euros por MW de capacidade eléctrica instalada, estando previsto uma participação de capitais próprios (promotores do projecto e *private equity*) no financiamento de 30%, devendo os capitais alheios ser aportados ao projecto em regime de *Project Finance*.

O projecto deverá permitir atingir em velocidade cruzeiro (2014) um Volume de Negócios de cerca de 9.000.000 euros com uma margem EBITDA de 42%.

A avaliação do projecto demonstra a sua viabilidade económico-financeira, sendo que a Avaliação DCF (*Discounted Cash Flow*) postula a criação de valor pelo projecto (VAL – Valor Actual Líquido) na ordem dos 4.787.265€, quando descontamos os FCFF – Free Cash Flows to Firm e considerando apenas os cash flows libertos durante o período de projecção explícita (2009-2036). A TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) do projecto neste caso é de 9,95% com um Payback de 21 anos. Já o VAL para o accionista (descontando os FCFE – Free Cash Flow to Equity) é de 3.713.101€ com uma TIR accionista de 12,26%. Caso se considere a hipótese de continuidade do projecto após o período de garantia de venda da energia em regime bonificado (25 anos), somando ao valor criado durante esse período o valor em perpetuidade, então o VAL do projecto chega aos 13.125.865€ (com uma TIR de 11,55%) e o VAL Accionista sobe para 9.265.037 (com uma TIR de 14,19%).

## 1

## Enquadramento do Projecto CTBF

**1.1 Estratégia Nacional para a Energia e Estratégia Nacional para a Floresta**

O Protocolo de Quioto, assinado no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre mudanças climáticas, é um compromisso de redução de emissão de gases de estufa, assumido em 1997 por 25 países e a União Europeia. Ao assinar o Protocolo, a Europa assumiu o compromisso de reduzir as suas emissões de gases com efeito de estufa, em 8% relativamente a 1990, durante o período de 2008 a 2012. Paralelamente surgiram algumas directivas comunitárias tentando obrigar os estados membros a limitar o uso de combustíveis fósseis. A União Europeia com a Directiva 2001/77 CE reconhece a necessidade de promover as fontes de energia renovável considerando-as vectores estratégicos na protecção ambiental e no desenvolvimento sustentável.

Na União Europeia, no contexto das políticas complementares de combate às alterações climáticas e de promoção das energias renováveis, a utilização da Biomassa Florestal para fins de produção de electricidade, será instrumental para cumprir, até 2020, os objectivos de redução de 20% das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e de aumento para 20% do consumo de energia produzida a partir de fontes renováveis. A biomassa é considerada uma fonte de energia renovável porque o seu ciclo de vida provém da existência do Sol como fonte de energia. Através do processo de fotossíntese a energia solar é captada pela clorofila das plantas que a converte em energia química, processando o CO<sub>2</sub>, água e minerais em compostos orgânicos e oxigénio (O<sub>2</sub>). A combustão da biomassa vai libertar o CO<sub>2</sub> anteriormente capturado, que mais tarde voltará a entrar no processo, dando início a um novo ciclo. Por esse motivo, a queima da biomassa não provoca mais emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE). A biomassa é assim uma resposta positiva às alterações climáticas pois, contrariamente à energia produzida pelas centrais eléctricas a carvão, na combustão de biocombustíveis a quantidade de CO<sub>2</sub> libertada equivale à quantidade retirada do ar durante o crescimento da biomassa nos anos anteriores, motivo pelo qual se considera como neutra para o ambiente.

A implementação do protocolo de Quioto e a definição da Estratégia Europeia para redução das emissões de CO<sub>2</sub> levaram o Governo Português a assumir compromissos internacionais de desenvolvimento de energias alternativas, assumindo nomeadamente o compromisso de atingir uma cota de 39 % do consumo bruto de electricidade a partir de Fontes de Energia Renovável (FER) – Directiva FER 2001/77 CE.

A obrigação de cumprir com aqueles compromissos levou o Governo a publicar em Outubro de 2005 a “Estratégia Nacional para a Energia”<sup>1</sup> onde se prevê a redução da dependência energética externa através do aumento da produção endógena, a redução das emissões de gases com efeito de estufa e o desenvolvimento de uma indústria fornecedora de equipamentos e serviços. As fontes de energia renováveis em 2010 deverão representar em Portugal 39% das fontes de produção de energia. Uma das medidas que se insere nessa mesma estratégia passa pela valorização da Biomassa Florestal. Alguns estudos apontam para o facto do potencial da Biomassa Florestal permitir a instalação em Portugal de uma potência de 264 MW e com uma capacidade de produção de 2,1 TWh (Terawatts/ hora), o que poderá representar 8% a 9% da electricidade renovável produzida em 2010, isto é, 3% a 4% de toda a electricidade produzida em Portugal.

<sup>1</sup> Estratégia Nacional Para a Energia – RCM nº 169/2005.

Mas os incentivos à produção de energia a partir de biomassa florestal não se confinam apenas às políticas de promoção das FER. O reconhecimento da limpeza das matas como um factor de prevenção contra incêndios, e a valorização do produto obtido para finalidades energéticas, levou a que, no âmbito da “Estratégia Nacional para a Floresta”, se aprovasse o Plano Nacional de Defesa das Florestas Contra Incêndios, aprovado em 23 de Março de 2006, onde se define uma estratégia e um conjunto articulado de acções com vista a fomentar uma gestão activa da floresta, criando condições propícias para a redução progressiva de incêndios prevendo o aumento do valor dos produtos florestais através do aproveitamento de Biomassa Florestal para a Energia. Esse plano consagra as decisões já anteriormente tomadas sobre Zonas de Intervenção Florestal (ZIFs), a recuperação de áreas ardidas, os Planos de Gestão Florestal e os Planos Municipais de Defesa Florestal Contra Incêndios. Encontra-se aí perfeitamente claro a necessidade de serem criadas e mantidas faixas exteriores de protecção de 100m em aglomerados populacionais, em parques, em polígonos industriais, aterros sanitários, habitações, estaleiros, armazéns oficinas e outros edifícios.

## 1.2 Concurso Público para Injecção de Potência no SEP por CTBF

Face às sucessivas vagas de incêndio e o seu efeito na economia do país, o governo decidiu alargar os objectivos definidos em 2003<sup>2</sup> para Centrais Termoeléctricas a Biomassa Florestal (CTBF) de 150 MW para 250 MW, até 2010. Em 2005 havia já sido aumentada em mais de 20% a tarifa para a electricidade produzida a partir de Centrais de Biomassa viabilizando assim o surgimento de novas Centrais. À data apenas estava em funcionamento a Central de Mortágua<sup>3</sup> com 10 MW de potência instalada, existindo processos em licenciamento para outros 140 MW. Com vista a garantir aquele objectivo, o governo decidiu em Janeiro de 2006 lançar um concurso para os 100 MW adicionais privilegiando áreas prioritárias para a gestão do combustível florestal onde ainda não existiam intenções de investimento. O exemplo de Mortágua demonstra que estas Centrais criam iniciativas de recolha de Biomassa Florestal a nível local, gerando-se dinâmicas de inovação e de aplicação de novas tecnologias à gestão e exploração florestal com fortes incentivos económicos para a diminuição do risco estrutural de incêndio.

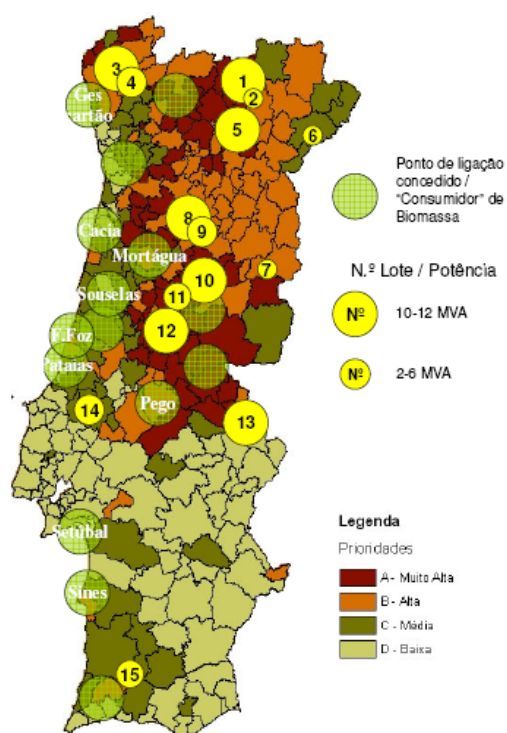
Na sequência do anúncio daqueles objectivos, a DGGE – Direcção Geral da Geologia e Energia lançou, em Fevereiro de 2006, um concurso público para “Atribuição de Capacidade de Injecção de Potência na Rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) para Energia Eléctrica Produzida em Centrais Termoeléctricas a Biomassa Florestal (CTBF)”, totalizando um valor de 100 MW. Assim, foram lançados concursos para 15 novas CTBF, um concurso por Central. Foram privilegiadas duas tipologias de Centrais: até 12 MW, permitindo economias de escala na produção de energia eléctrica e garantindo um maior raio de recolha de Biomassa Florestal, e até 6 MW, permitindo o desenvolvimento de unidades locais de pequena dimensão numa óptica de desenvolvimento regional. As regiões de implantação para as Centrais foram pré-seleccionadas tendo em conta a disponibilidade de Biomassa Florestal e o risco estrutural de incêndio. Em cada região são disponibilizados todos os pontos de ligação disponíveis ao nível das subestações da EDP.

---

<sup>2</sup> Resolução do Conselho de Ministros RCM 63/2003.

<sup>3</sup> Explorada pelo Agrupamento EDP/Altri. Actualmente está já em operação uma outra CTBF dedicada, em Vila Velha de Rodão, com uma capacidade instalada de 3 MW.

Figura I. Mapa do Concurso Público para as Centrais Termoelectricas a Biomassa Florestal (CTBF)



Lote 1	Valpaços	11 MVA
Lote 2	Vila Real	2 MVA
Lote 3	Viana/Braga	10 MVA
Lote 4	Viana/Braga	5 MVA
Lote 5	Alijó	11 MVA
Lote 6	Bragança	2 MVA
Lote 7	Guarda	2 MVA
Lote 8	Viseu/Guarda	10 MVA
Lote 9	Viseu	5 MVA
Lote 10	Castelo Branco/Coimbra	3 MVA
Lote 11	Covilhã	10 MVA
Lote 12	Sertã	10 MVA
Lote 13	Portalegre	10 MVA
Lote 14	Santarém	6 MVA
Lote 15	Beja/Faro	3 MVA
<b>TOTAL</b>		<b>100 MVA</b>

Fonte: DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia

O projecto que avaliamos neste relatório resultou da apresentação de uma proposta ao Concurso Público para Injecção de Potência no SEP por Central Termoelectrica a Biomassa Florestal (CTBF), cuja intenção de adjudicação foi comunicada aos promotores do projecto pelo Júri do Concurso em Fevereiro de 2008, tendo o respectivo contrato de adjudicação sido assinado em Setembro de 2009. Trata-se do projecto para a construção e exploração de uma CTBF, com uma potência instalada de 11 MVA, garantia de venda da energia produzida ao tarifário regulamentado para as energias renováveis pelo período de 25 anos<sup>4</sup> e com obrigatoriedade de utilizar como combustível biomassa florestal residual (até um mínimo de 90% do total do combustível queimado).

<sup>4</sup> À data do lançamento do Concurso Público este período era de apenas 15 anos. Posteriormente, por alteração do enquadramento legal para a remuneração pelo fornecimento da electricidade entregue à rede por produtores de energias renováveis, este período, para o caso da biomassa florestal residual, foi alargado para os 25 anos.



## 2

## Processo Produtivo da CTBF

**2.1 Combustível Principal da CTBF – biomassa florestal**

A biomassa que alimenta a CTBF é essencialmente constituída por biomassa florestal residual. A Directiva 2001/77/EC, de 27 de Setembro, relativa à promoção de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno de electricidade definiu Biomassa como “a fracção biodegradável de produtos e resíduos da agricultura (incluindo substâncias vegetais e animais), da silvicultura e das indústrias conexas, bem como a fracção biodegradável dos resíduos industriais e urbanos.” Por outro lado, o Concurso Público para Produção de Energia Eléctrica em CTBF definiu Biomassa Florestal como a fracção biodegradável dos produtos e dos desperdícios de actividade florestal, incluindo apenas o material resultante de operações de gestão dos combustíveis, de operações de condução (sendo exemplos o desbaste e desrama) e da gestão dos “Povoamentos Florestais”, ou seja: ramos, bicadas, cepos, folhas, raízes e cascas.

Quando se considera a biomassa para a energia está-se em presença de um combustível ou seja de matéria que tem intrinsecamente associado um determinado poder calorífico. Trata-se de um produto natural cujas características variam ao longo do tempo, sobretudo o teor de humidade que varia, de forma sensível, com o tempo. Essa variação implica diferentes teores de humidade em momentos diferentes, aos quais estão associadas variações do PCI - Poder Calorífico Inferior, mantendo-se inalterado o potencial calorífico da matéria seca contida numa mesma quantidade de produto. Como tal, numa determinada amostra de biomassa florestal, o teor de humidade varia (diminui) com o decorrer do tempo, a que corresponde uma variação (aumento) do seu PCI, mantendo-se inalterado o seu potencial calorífico, se a mesma amostra for analisada do ponto de vista da matéria seca (0% de humidade). Actualmente, a tendência assenta na venda da biomassa, a peso, embora com factores de correcção, função da humidade. As actuais tabelas de preços consideram como *standard* uma humidade base de 40%. Dada a dificuldade do controlo absoluto do teor de humidade da biomassa, face à sua variação sensível, entende-se que, embora mantendo-se o peso como o método a partir do qual todos os cálculos devam ser efectuados, a tendência deverá ser a de tratar esta mercadoria como combustível, valorizando-se mais o seu potencial energético e não tanto o seu peso. Esta diferenciação abrirá portas para a classificação da biomassa em função das espécies florestais, uma vez que a cada espécie corresponde um PCI diferente, implicando uma valorização diferenciada para cada uma das espécies. A biomassa florestal é recolhida directamente nas florestas onde eventualmente se realizará *in situ* a compactação para facilitar o transporte e armazenamento em zonas adequadas. O combustível resultante do processamento da biomassa florestal residual, efectuado através de um processo de trituração com recurso a máquinas pesadas de estilhaçar, designado por “Estilha de Biomassa” é compactado e transportado em camiões específicos para os pontos de consumo.

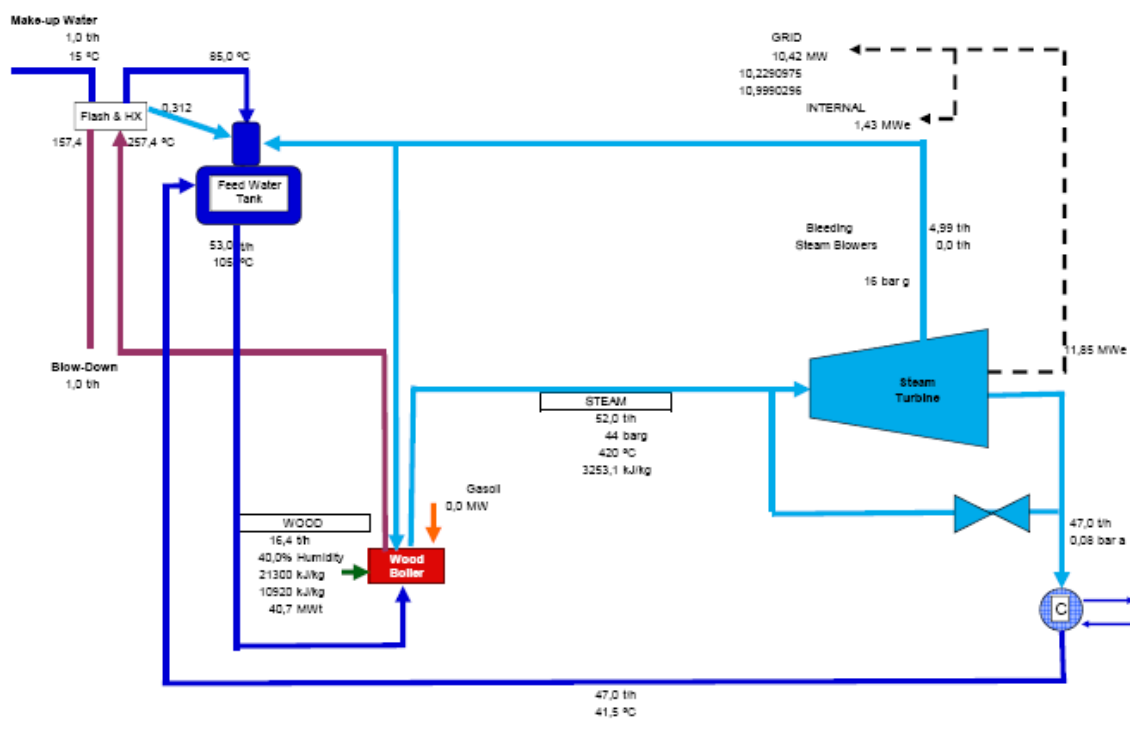
## 2.2 Processo de Produção de Energia Térmica e Conversão em Energia Eléctrica

Após o processo de armazenamento a biomassa florestal passa por uma cadeia visando a optimização de matéria-prima com que se carregará a caldeira. O sistema integra ainda várias crivagens para garantir que o combustível cumpre as condições exigidas de granulometria e uniformidade.

A biomassa é queimada na caldeira que gera vapor sobreaquecido o qual é conduzido para uma turbina de vapor que produz a energia eléctrica.

No Diagrama Geral de Processo mostram-se os principais fluxos do ciclo vapor/água em conformidade com o projecto de execução dos principais equipamentos da central.

Figura II. Diagrama Geral de Processo de Produção da Energia Eléctrica



O sistema eléctrico inclui os geradores, o transformador elevador e os auxiliares, a ligação à rede externa, o sistema de distribuição de energia para os consumos auxiliares e o motor de emergência.

A Central será controlada por um sistema DCS (*Distributed Control System*) que, por sua vez, será complementado por outros sistemas interdependentes como o de controlo da caldeira, o de controlo da turbina-gerador e o de controlo do pré-tratamento da biomassa. A Central necessitará de outros sistemas auxiliares como o de tratamento de água, o de contra-incêndios, o de ar comprimido e recolha e o de tratamento de efluentes.

## 3

## Caracterização do Projecto CTBF

## 3.1 Configuração Geral da CTBF

## i) Principais Componentes da Instalação

O objecto principal deste projecto é a produção de energia eléctrica de forma pouco contaminante, com base num recurso renovável, eliminando, por sua vez, um resíduo que potencia os incêndios florestais.

O projecto compreende um ciclo que se inicia com uma caldeira de vapor que consome essencialmente, como combustível primário, biomassa florestal. Outros resíduos provenientes da indústria madeireira ou a eles equiparáveis, poderão ser complementares ao sobredito combustível primário. A caldeira gera vapor sobreaquecido, o qual é conduzido para uma turbina de vapor, que produz a energia eléctrica. O ciclo de vapor-condensado completa-se com um condensador, um sistema de vazios, uma torre de refrigeração, um depósito de água de alimentação com desgaseificador térmico, bombas de água de alimentação, doseamento de produtos químicos e bombagem de condensados. As componentes principais da Central são as seguintes.

**Quadro I. Principais Componentes da CTBF**

Parque de Armazenamento e Tratamento de Biomassa  
Caldeira de Biomassa  
Turbina de Vapor e Gerador  
Ciclo Água - Vapor  
Central de Tratamento de Água  
Subestação Eléctrica  
Sala de Controlo  
Tratamento de Efluentes

## ii) Principais Indicadores de Produção da Central

A CTBF será projectada de forma a que a potência a injectar no ponto de recepção seja de 11 MVA, considerando um factor de Potência de 0,93. Apresentam-se de seguida os principais indicadores de produção da Central relativos à potência total a instalar e à potência a injectar no ponto de recepção.

**Quadro II. Potência Total a Instalar e Potência a Injectar no Ponto de Recepção**

Potência Total a Instalar	
Potência Bruta (potência nos bornes do gerador):	11,85MW
Consumos auxiliares da Central (% potência total):	12,10%
Rendimento do Transformador Elevador:	99,20%
Potência do Lado de Alta Tensão do Transformador Elevador:	10,33 MW
Linha	
Perdas na Linha (%):	1,80%
Ponto de Recepção	
Potência máxima a injectar no ponto de recepção (MW):	10,23MW
Factor de Potência:	0,93
Potência máxima a injectar no ponto de recepção (MVA):	11 MVA

O gerador considerado na fase de projecto utiliza uma tensão de geração de 11 kV, se bem que, sempre que o rendimento eléctrico se mantenha acima de 26%, poderá ser utilizada uma tensão de geração de 6,3 kV.

#### **Quadro III. Indicadores de Produção**

<b>Características Eléctricas</b>	
Potência nos Bornes:	11,85MW
Tensão de Geração:	11 kv ou 6,3 kv
Frequência:	50 Hz
<b>Características de Processo</b>	
Fluxo Total de Vapor Vivo:	49,87 Tm/h
Pressão de Vapor Vivo:	64 bar
Temperatura de Vapor Vivo:	430 °C
Biomassa a Queimar:	15,43 Tm/h

#### **iii) Ponto de Recepção**

O Ponto de Recepção associado, até ao limite máximo de 11 MVA, correspondente ao Ponto Injector da REN – Rede Eléctrica Nacional, com as características adequadas e com disponibilidade, mais próximo da Central. A distância da CTBF a esse ponto será no máximo de 15 Km. A conexão é prevista na tensão 60 kV, através de uma linha de capacidade adequada ou mediante a conexão através da linha próxima existente (no caso de ser tecnicamente possível). A definição final da tensão e o desenho de conexão mais adequados, em cada caso, realizar-se-ão depois do estudo técnico-económico e de acordo com a empresa eléctrica e/ou organismo competente. A linha, que terá uma longitude máxima de 15 km desde o seccionador da subestação à saída da CTBF, será dimensionada adequadamente à potência máxima de 11 MVA, considerando perdas aproximadas de 1,0%-1,8% e características técnicas de acordo com as normas e tipos utilizados em Portugal. O percurso da linha será o mais adequado considerando as características geográficas da área e condicionantes técnico-económicas para a implantação da linha. A medição da energia exportada para a rede está prevista ser realizada através de equipamentos de medida adequados instalados na CTBF.

#### **iv) Características Meteorológicas da Localização Geográfica e da Biomassa Florestal**

A CTBF ficará instalada numa zona geográfica cujas principais condições meteorológicas, que condicionam as características da biomassa em termos de humidade, são as seguintes:

#### **Quadro IV. Características Meteorológicas da Localização Geográfica da CTBF**

Temperatura Média Máxima do Mês mais Quente:	30°C
Temperatura Média Mínima do Mês mais Frio:	2°C
Temperatura Média Máxima Anual:	24,4°C
Temperatura Média Mínima Anual:	7,9°C
Precipitação Total Anual:	672 mm
Altitude:	554 m

Relativamente à biomassa, os dados principais de caracterização da biomassa são os seguintes:

#### **Quadro V. Características da Biomassa Florestal**

Humidade (% em Base Húmida):	40% (biomassa bruta)
Poder Calorífico Inferior <sup>5</sup> (Humidade = 40%):	2.500

<sup>5</sup> Poder Calorífico: kcal/kg.

## 3.2 Descrição de Instalações, Equipamentos e Engenharia

### i) Edifícios e Construções

#### Quadro VI. Caracterização das Instalações da CTBF

##### Infra-estruturas

Captação de água, redes de drenagem de esgotos e de águas pluviais, redes de iluminação, redes de terras, infra-estruturas de distribuição de energia, etc.

##### Edifício de Recepção e Armazenagem de Biomassa e Cais de Descarga

Área aproximada: 2.000 m<sup>2</sup>

Funcionalidade/Construção: túnel para transportador e sistema de extracção de biomassa armazenada, armazém com estrutura em betão armado e cobertura metálica; cais de descarga coberto, transportador até ao armazém, incluindo equipamento de separação de metais e pedras.

##### Edifício da Caldeira

Área aproximada: 800 m<sup>2</sup>

##### Edifício do Turbogenerador

Área aproximada: 500 m<sup>2</sup>

Funcionalidade/Construção: dois níveis, estrutura em betão armado, mesa de apoio do grupo em betão armado, cobertura e fachadas em estrutura metálica ou estrutura de betão prefabricada.

##### Edifício Auxiliar

Área aproximada: 150 m<sup>2</sup>

Funcionalidade/Construção: equipamento auxiliar, sala de MCC, sala de controlo; até quatro níveis, a executar em betão armado.

##### Edifício do Posto de Transformação/Subestação

Área aproximada: 70 m<sup>2</sup>

##### Edifício de Tratamento de Água

Área aproximada: 80 m<sup>2</sup>

Funcionalidade/Construção: estação de tratamento e produção de água desmineralizada; estrutura em betão armado, fachadas e cobertura em estrutura metálica.

##### Instalações Auxiliares

Área aproximada: 450 m<sup>2</sup>

Funcionalidade/Construção: Estação de tratamento de efluentes incluindo bacia de decantação; cisterna de armazenagem de água captada.

##### Edifício Administrativo, Social e Cantina

Área aproximada: 470 m<sup>2</sup>

##### Edifício da Portaria

Área aproximada: 30 m<sup>2</sup>

### ii) Equipamentos

Os equipamentos e instalações principais serão fornecidos em grupos de pacotes tecnológicos, organizados de forma a conferir a melhor eficácia do ponto de vista da gestão da construção e exploração, em que o fornecimento integral de cada pacote de instalações será contratado a um único fornecedor, com a responsabilidade de assegurar, em cada caso, a engenharia específica intrínseca à componente tecnológica, a construção e o fabrico, bem como, a montagem, comissionamento e performance das instalações envolvidas – Fornecimento em regime EPC (*Engineering, Procurement and Construction*).

De acordo com o princípio enunciado, os pacotes tecnológicos a contratar serão os seguintes.

### Quadro VII. Organização dos Pacotes Tecnológicos que Equipam a CTBF

#### Tratamento de Biomassa

- Recepção e transporte de biomassa (Tremilha de recepção, extracção, separadores de pedras e metais, destrogador, transportadores);
- Armazenagem e expedição (Sem-fins de extracção, transportadores de biomassa);
- Sistema de controlo: *Programmable Logic Controller* (PLC), instrumentação e *Distributed Control System* (DCS).

#### Grupo Gerador de Vapor / Caldeira de Biomassa

- Caldeira e equipamento associado (Silos e alimentadores de biomassa, bombas de água, desgaseificador, ventiladores, sistema de extracção e transporte de cinzas, tubagem, DCS e ESD – *Electrostatic Discharge*, instrumentação);
- Tratamento de gases (electrofiltro e ventilador, chaminé, instrumentação e DCS).

#### Grupo Turbogenerador e Sistema de Condensação

- Turbina, alternador e periféricos (Subtiragens, sistema de condensação, vapor de selagem, sistema de lubrificação, transformadores, extracção de condensados, instalação de vapor/condensados, tubagem, instrumentação, DCS, ponte rolante).

#### Subestação e Injecção na Rede

- Subestação (Posto de corte, transformadores elevadores, contagem bidireccional, comando, serviços auxiliares, instrumentação e comunicação com DCS).

#### Tratamento de Água e Instalação de Água Desmineralizada

- Desmineralização, (colunas de filtração, tratamento químico, tanque e bombas de água desmineralizada, PLC, Instrumentação).

#### Analizador de Gases

- Recolha, amostragem e análise de gases.

#### Sistema de Ar Comprimido

- Central de ar comprimido

#### Tratamento de Efluentes

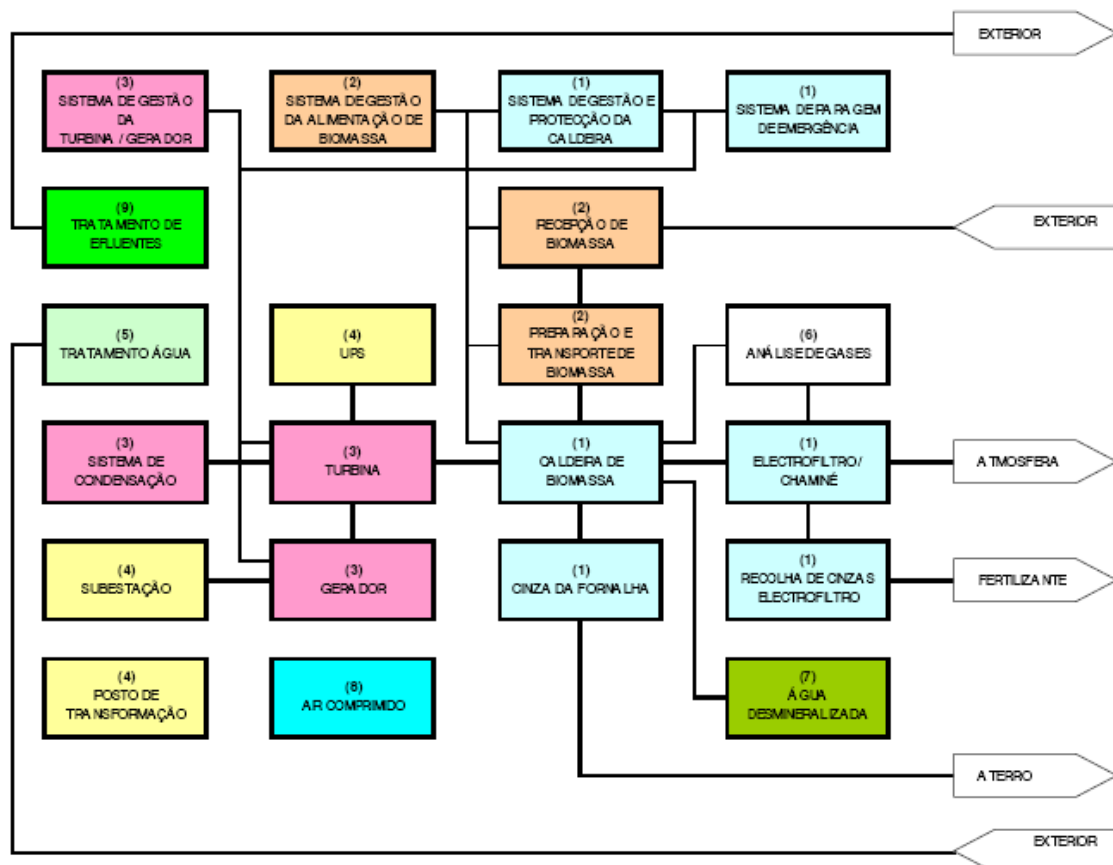
- Estação de tratamento de efluentes

De um modo simplificado, o diagrama de blocos seguinte procura representar graficamente o princípio de organização da contratação exposto anteriormente.

Figura III. Definição dos Fornecimentos de Pacotes Tecnológicos

Pacote	Âmbito	Plano
1	Caldeira de biomassa	
1	Sistema de recolha de cinzas	
1	Electrofiltro	
1	Chaminé	
1	Recolha de cinzas do electrofiltro	
1	Sistema de gestão e protecção da caldeira	
1	Sistema de paragem de emergência	
2	Recepção de biomassa	
2	Preparação e transporte de biomassa	
2	Sistema de gestão de alimentação da biomassa	
3	Turbina	
3	Alternador	
3	Sistema de gestão da turbina / alternador	
3	Sistema de condensação, (aerocondensador)	
4	UPS	
4	Subestação	
4	Posto de transformação	
5	Tratamento de água	
6	Análise de gases de combustão	
7	Água desmineralizada	
8	Sistema de ar comprimido	
9	Tratamento de efluentes	

**Figura IV. Diagrama de Blocos da Instalação**



## iii) Serviços de Engenharia e Arquitectura

A intervenção ao nível da engenharia compreenderá o desenvolvimento da engenharia conceptual e básica das instalações, a elaboração da engenharia de detalhe de construção civil, a coordenação e integração dos projectos dos fornecedores tecnológicos, a elaboração dos projectos de detalhe de especialidades dos edifícios e a engenharia de detalhe das instalações industriais complementares (energia, *utilities*, interligações de instalações e BOP).

Tomando como referência a organização do fornecimento dos equipamentos principais por pacotes tecnológicos, a intervenção ao nível da engenharia terá de se estender às seguintes áreas:

**Quadro VIII. Caracterização das Instalações da CTBF**

A engenharia de instalações industriais complementares, ou seja, das instalações que não se encontram incluídas nos fornecimentos EPC dos pacotes compreenderá:

- Sistema de água de arrefecimento;
- Distribuição de Ar Comprimido;
- Interligações de pacotes (Tubagem e Instrumentação/Controlo);
- Entrega de efluentes e distribuição de água bruta;
- Distribuição de água desmineralizada;
- Sistema de combate a incêndios;
- Centros de Controlo de Motores (MCC – *Motor Control Centers*);
- Redes de Média Tensão, Baixa Tensão e Posto de Transformação;
- Rede de Alimentação de Emergência;
- Alimentação de socorro ao DCS e Instrumentação de campo.

#### Componente técnica das instalações da CTBF:

##### - Sistema de Controlo (DCS) subdividido nos seguintes grandes blocos:

- Monitorização da distribuição de energia (MCC);
- Sistema de preparação e armazenagem de combustível;
- Sistema de gestão e protecção da caldeira (BMS/BPS);
- Sistema de paragem de emergência da caldeira (ESD);
- Gestão dos sistemas auxiliares;
- Turbina e Gerador.

Relativamente a estes blocos admitiu-se o seguinte:

- A gestão de cada bloco é individualizada e efectuada através de sistema de controlo dedicado com suporte para ligação em rede Industrial Ethernet destinada a permitir a monitorização e controlo distribuído integrado abrangendo toda a instalação;
- A existência de estações de operação e de engenharia, com representação gráfica dos grandes blocos e pormenorização das unidades de interesse especial para o processo;
- No caso particular dos sistemas da caldeira (BMS/ BPS e ESD) as especificações terão por base as recomendações das normas ANSI/ISA 84.01 (*Safety Instrumented System*), NFPA 85 e NFPA 86.

##### - Distribuição de Energia (MCC):

De acordo com a distribuição de equipamento prevista, estão considerados dois centros de distribuição de energia e controlo de motores:

- Um MCC integrado na sala eléctrica a prever no edifício principal (auxiliar);
- Um MCC no âmbito da instalação de preparação, armazenagem e transporte/alimentação de biomassa à caldeira.

##### - Rede de Média Tensão:

Está prevista a seguinte constituição básica:

- Quadro MT, de acordo com a tensão de geração, (15KV), para ligação à subestação e ao transformador auxiliar, (15KV/6KV), e respectivo quadro eléctrico, de modo a permitir constituir a rede de distribuição em MT, (6KV);
- Quadro de MT de ligação à subestação e rede de distribuição eléctrica em Média Tensão (6 KV);
- Quadro geral MT para distribuição de energia (incluindo dois motores em MT);
- Dois Postos de Transformação para (400/230 V) destinados às redes eléctricas das instalações da Central;
- Um Posto de Transformação para (400/230 V) destinado às redes eléctricas dos edifícios.

##### - Alimentação Socorrida e de Emergência

Estão previstas as seguintes instalações:

- Duas UPS dedicadas, uma para suporte do sistema informático do Edifício Administrativo e outra destinada e exclusiva dos sistemas de instrumentação e controlo da Caldeira e Auxiliares;
- Dois grupos geradores de emergência dedicados, um para socorro da rede de energia eléctrica da Caldeira e Auxiliares e outro destinado a toda a rede de energia eléctrica em baixa tensão nos edifícios.

##### - Subestação e Ligação ao Ponto de Injecção na Rede

- Para a subestação está previsto um só transformador elevador de interligação, alimentado à tensão de geração e com o correspondente posto de seccionamento e disjuntor num único painel.
- A subestação estará equipada com os necessários transformadores de medida, resistência de neutro, seccionadores com facas de terra, colunas isolantes, protecção contra sobretensões e estruturas metálicas.
- Prevê-se que a ligação à linha exterior será feita no pórtico de amarração à saída do transformador elevador.

##### - Estação de Tratamento de Efluentes

De acordo com tipologia de elementos contaminadores prevê-se uma estação de pré-tratamento do efluente com origem nas limpezas das zonas de corte e transporte de biomassa florestal, parque mecânico e oficial bem como das zonas da caldeira e turbina, composto pelos seguintes estágios:

- Obra de entrada composta por gradagem incluindo remoção mecânica de gradados através de grade de barras c/ espaçamento de 20mm; pretende-se neste estágio remover todos os sólidos de maior dimensão que 20mm independentemente da sua densidade;
- Decantação constituída por tanque equipado com ponte raspadora de fundo e meios de bombagem para remoção de decantados; pretende-se neste órgão promover a sedimentação de todos os contaminadores, transportados, mais densos que a água;
- Separador de hidrocarbonetos coalescente; neste órgão ficarão retidos todos os contaminadores de densidade inferior á da água; o elemento coalescente promoverá a retenção dos contaminadores mais finamente dispersos que, devido á dimensão das suas partículas no efluente, não ascenderiam simplesmente por acção da gravidade.

Após o pré-tratamento referido o efluente estará em condições de ser encaminhado, para tratamento final, em estação de tratamento municipal.





## 4

## Pressupostos Macroeconómicos e Fiscais

No quadro que se segue apresentam-se os principais pressupostos macroeconómicos e fiscais subjacentes ao estudo de avaliação da CTBF.

**Quadro IX. Pressupostos sobre Índices de Preços e Taxas de Juro**

	2009	2010	2011	2012	2013	...	2017	...	2036
<b>Macroeconómicos</b>									
Taxa de Inflação (IPC <sup>6</sup> )	0,20%	1,00%	2,00%	2,50%	2,50%	...	2,50%	...	2,50%
Euribor 12M	1,29%	1,50%	2,50%	3,50%	3,50%	...	3,50%	...	3,50%
Tx de Juro Swap (Euro) 15Y	4,81%	4,90%	4,50%	4,75%	4,75%	...	4,75%	...	4,75%
Tx Juro. s/ Risco (ECB 15Y)	3,88%	4,00%	4,25%	4,50%	4,50%	...	4,50%	...	4,50%
Prémio de Risco de Mercado	5,20%	5,40%	5,50%	5,50%	5,50%	...	5,50%	...	5,50%
<b>Spread das Taxas de Juro</b>									
Operações Passivas	-1,00%	-1,25%	-2,00%	-3,00%	-3,00%	...	-3,00%	...	-3,00%
Operações Activas m.l.p.	4,00%	3,50%	3,00%	2,50%	2,50%	...	2,50%	...	2,50%
Operações Activas c.p.	3,00%	2,50%	2,00%	1,50%	1,50%	...	1,50%	...	1,50%
<b>Taxas de Juro Nominais</b>									
Operações Passivas	0,29%	0,25%	0,50%	0,50%	0,50%	...	0,50%	...	0,50%
Operações Activas m.l.p.	5,29%	5,00%	5,50%	6,00%	6,00%	...	6,00%	...	6,00%
Operações Activas c.p.	4,29%	4,00%	4,50%	5,00%	5,00%	...	5,00%	...	5,00%

A previsão da taxa de inflação para 2009 e 2010 decorre da média das previsões do Banco de Portugal, assumindo-se a estabilização ao nível dos 2,5% a partir de 2012. A Taxa Euribor considerada é a taxa *forward* a 1 ano em vigor no mercado (Bloomberg<sup>7</sup>). Como referencial para a taxa de operações a 15 anos considerou-se a taxa *swap* do euro a 15 anos (Bloomberg), cuja evolução se perspectiva no sentido da convergência gradual para a rentabilidade das obrigações do tesouro.

A proxy utilizada para a Taxa de Juro Sem Risco é a taxa implícita na *Yield Curve* da área euro (AAA – Rated Euro Area Central Government Bonds) a 15 anos, publicada pelo Banco Central Europeu (ECB).

Os fundamentos do prémio de risco para o mercado de capitais serão analisados no capítulo dedicado ao “custo dos capitais” e Anexo III – Metodologias de Avaliação.

O nível assumido para os *spreads* de taxa de juro, quer para operações passivas quer para operações activas, resultaram das cotações fornecidas pela banca seja para o projecto em causa (CTBF) seja para projectos semelhantes onde os promotores estão envolvidos. A tendência que se perspectiva a este nível é de que os prémios associados à actual volatilidade e escassez de liquidez do mercado vão corrigindo gradualmente até estabilizarem em níveis tidos como normais para o risco do projecto.

<sup>6</sup> Índice de Preços no Consumidor (excepto habitação).

<sup>7</sup> Agência de Informação (*quote vendor*).

**Quadro X. Pressupostos Fiscais**

	2009	2010	2011	2012	2013	...	2017	...	2036
Imposto de Selo									
Juros e Comissões Bancárias	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	...	4,00%	...	4,00%
Comissões de Garantias	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	...	3,00%	...	3,00%
Utilização de Crédito									
- Abertura Crédito ( <1 ano)	0,40%	0,40%	0,40%	0,40%	0,40%	...	0,40%	...	0,40%
- Abertura Crédito ( <5 anos)	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	...	0,60%	...	0,60%
- Abertura Crédito ( ≥5anos)	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	...	0,50%	...	0,50%
Imposto sobre lucros									
IRC - Taxa Normal	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	...	25,0%	...	25,0%
IRC - Regime Bonificado				15,0%	15,0%	...	10,0%	...	10,0%
Derrama - Taxa Normal	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	...	1,50%	...	1,50%
Taxas de IVA - Liquidado									
Venda de Energia Eléctrica	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	...	5,00%	...	5,00%
Taxas de IVA - Dedutível									
Desp. de Investimento	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Desp. de Inv. (equip. Eléctrico)	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	...	12,0%	...	12,0%
Biomassa Florestal	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Diesel	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	...	12,0%	...	12,0%
Electricidade	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	...	5,0%	...	5,0%
Água da Rede	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	...	5,0%	...	5,0%
Água Industrial	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	...	5,0%	...	5,0%
Reagente 1	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Reagente 2	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Água desmineralizada	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Custos de Transporte (cinzas)	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Custos de Deposição (cinzas)	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Custos de Manutenção	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Custos de Estrutura	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	...	20,0%
Taxas de Segurança Social									
Gerência / Administração	21,25%	21,25%	21,25%	21,25%	21,25%	...	21,25%	...	21,25%
Outro Pessoal	23,75%	23,75%	23,75%	23,75%	23,75%	...	23,75%	...	23,75%
Retenções									
Seg. Social - Gerência/Administ.	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	...	10,0%	...	10,0%
Seg. Social - Outro Pessoal	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	...	11,0%	...	11,0%
IRS	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	...	15,0%	...	15,0%

A fiscalidade considerada para todo o período de estimação é a que se encontra actualmente em vigor.

Relativamente ao imposto sobre lucros (IRC) é considerada a taxa de IRC bonificada ao abrigo dos incentivos fiscais à interioridade uma vez que o projecto ficará localizado numa zona abrangida por aquele regime. O incentivo decidido para o Concelho em causa estipula uma redução da taxa de IRC para 15% nos primeiros 5 anos de actividade e para 10% nos anos seguintes. A taxa de derrama é a considerada para o Concelho onde será instalada a CTBF.

Relativamente às taxas de IVA, sobre as despesas de investimento em equipamento eléctrico incide uma taxa de 12% enquanto que para as restantes rubricas de investimento se aplica a taxa normal de 20%. Sobre energia eléctrica, nomeadamente as vendas da CTBF, incide a taxa reduzida de IVA (5%).

Para efeitos de cálculo das necessidades de fundo de maneo considerou-se uma taxa média de retenção de IRS de 15%.

## 5

## Abastecimento de Matéria-Prima e Venda de Energia

## 5.1 Tarifas de Venda da Energia Eléctrica

O valor da tarifa a aplicar à venda de energia é calculado de acordo com o enquadramento legal definido para a remuneração da energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis (Decreto-Lei n.º 225/2207 de 31 de Maio), cuja análise é detalhada no Anexo II deste documento. A legislação referida estabelece a fórmula de cálculo para a tarifa no momento de entrada em funcionamento da CTBF e a forma de actualização desse valor ao longo do período de tempo em que a instalação beneficia do regime de tarifário bonificado aplicado às energias renováveis. Assim, de acordo com aquela fórmula, a tarifa a aplicar em 2012, tendo em consideração a previsão para a evolução do IPC (índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente) em 2009, 2010 e 2011 é de 108,57€ por MWh (10,86 centimos de euro por kWh). A partir dessa data e durante 25 anos, ou seja até 2036, a tarifa será revista anualmente, de acordo com a evolução do IPC. Terminado o período de 25 anos a instalação poderá continuar a injectar potência no SEP sem contudo haver garantia de poder beneficiar de qualquer regime de bonificação.

**Quadro XI. Tarifas de Venda da Energia Eléctrica (ver detalhe em Anexo II – Regulamentação s/ Tarifas de Energias Renováveis)**

	Base	2012	2013	2014	...	2036
Tarifa Energia Eléctrica (€/MWh)	75,69	108,57	111,80	115,12	...	198,18
$VRD = [KMHQm \times (PFm + PVm) + PAm \times Z] \times$ $\times IPCm - I / IPCref \times I / (I - LEV)$	6.432.582	8.202.291	8.973.776	9.783.648	...	16.843.249
$KMHQm = (KMHQpc, mx ECRpc, m + KMHQv, mx ECRv, m) / ECR$	1,00	1,00	1,00	1,00	...	1,00
KMHQpc - Modulação horas de ponta e cheio	1,25	1,25	1,25	1,25	...	1,25
ECRpc - Electricidade em horas de cheia e ponta	49.577.220	44.068.640	46.822.930	49.577.220	...	49.577.220
KMHQv - Modulação horas de vazio	0,65	0,65	0,65	0,65	...	0,65
ECRv - Electricidade em horas de vazio	35.412.300	31.477.600	33.444.950	35.412.300	...	35.412.300
ECR - Electricidade total produzida (kWh)	84.989.520	75.546.240	80.267.880	84.989.520	...	84.989.520
<b>Parcela Fixa</b>					...	
$PF = PFref \times COEFpot \times POTmed$	732.027	578.391	652.950	732.027	...	732.027
Pfref - €/ kWh / mês	5,44	5,44	5,44	5,44	...	5,44
$COEFpot = ECR / (576 \times POTdec)$	13,69	12,17	12,93	13,69	...	13,69
POTdec - potência declarada licenciada	10.780	10.780	10.780	10.780	...	10.780
$POTmed = \min[POTdec; ECR / (24 \times NDM)]$	9.837	8.744	9.290	9.837	...	9.837
NDM - Número de dias do mês	30	30	30	30	...	30
<b>Parcela Variável</b>					...	
$PV = PVref \times ECR$	3.059.623	2.719.665	2.889.644	3.059.623	...	3.059.623
Pvref - €/kWh	0,036	0,036	0,036	0,036	...	0,036
<b>Parcela Ambiental</b>					...	
$PA = ECEref \times CCRref \times ECR$	628.922	559.042	593.982	628.922	...	628.922
ECEref - €/g	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	...	0,00002
CCRref - g/kWh	370	370	370	370	...	370
Z	3,80	8,20	8,20	8,20	...	8,20
IPCM-I	102,50	102,50	105,06	107,69	...	185,39
LEV	0,015	0,015	0,015	0,015	...	0,015
Potência ≥ 5 MW	0,015	0,015	0,015	0,015	...	0,015
Potência < 5 MW	0,035	0,035	0,035	0,035	...	0,035
Rendimento Eléctrico	90,00%	80,00%	85,00%	90,00%	...	90,00%
Horas Vazias	3.285	2.920	3.103	3.285	...	3.285
Horas Ponta Cheia	4.599	4.088	4.344	4.599	...	4.599
Total	7.884	7.008	7.446	7.884	...	7.884

## 5.2 Abastecimento de Biomassa Florestal

No âmbito da concepção da candidatura para apresentação ao Concurso Público para Injecção de Potência no SEP por CTBF foi elaborado um estudo de sustentabilidade do recurso florestal que demonstrou uma situação muito confortável ao nível das existências e disponibilidade de matéria-prima (biomassa florestal) na área de influência da Central - raio de 25 km.

No entanto, importa por um lado criar condições que permitam que as existências sejam disponibilizadas da forma mais eficiente à CTBF e por outro lado garantir, o mais cedo possível, uma bolsa de segurança ao nível do aprovisionamento para a fase de arranque da Central no sentido de precaver o seu funcionamento face às contingências próprias dos primeiros estádios de desenvolvimento de um mercado emergente como será aquele associado à nova “sub-fileira da biomassa florestal”.

No actual contexto, e em consequência das políticas públicas sectoriais de fomento ao associativismo, as organizações florestais colocam-se numa situação privilegiada para atingirem o objectivo acima referido pois reúnem das melhores competências técnicas tanto ao nível da silvicultura como das relações com os diferentes agentes da fileira florestal quer sejam proprietários, empresas ou serviços públicos. Estas organizações podem por si ou em parceria com outras do mesmo tipo ou mesmo com empresas locais constituir uma boa resposta organizativa. As associações florestais disponibilizam um conjunto de serviços aos proprietários que abarcam desde a formação profissional, à elaboração de projectos de investimento, apoio na comercialização de produtos, promoção e organização de agrupamentos de produtores e ZIFs (Zonas de Intervenção Florestal) que lhe dão uma presença e abrangência territorial muito útil em regiões de pequena propriedade, ao mesmo tempo que fidelizam os proprietários. Estas características aliadas à credibilidade e fiabilidade da organização fazem das Associações Florestais um parceiro a ter em conta para o desenvolvimento da sub-fileira da biomassa porque através da sua influência directa e indirecta na gestão florestal leva a um aumento da disponibilidade da biomassa florestal.

Convém nesta altura lembrar que um dos principais objectivos do Governo ao lançar o Concurso Público para Injecção de Potência no SEP por CTBF é de diminuir o risco de incêndio pela correcta gestão dos combustíveis florestais e que para atingir este objectivo é preciso vencer as barreiras associadas a um grande leque de operações de silvicultura preventiva que são sinónimo de despesa e custo na perspectiva do proprietário/produzidor florestal. Neste sentido, estas organizações são os agentes melhor posicionados para induzir à gestão activa das florestas.

Ao longo dos inquéritos e entrevistas realizados para a elaboração do estudo de sustentabilidade do recurso florestal percebeu-se também que estas estruturas num contexto cada vez mais próximo de redução das ajudas directas ao seu funcionamento proporcionadas pelas políticas públicas de apoio ao associativismo florestal, buscam formas alternativas de financiamento e por isso vêem na organização do mercado da biomassa não só uma oportunidade de melhor servirem os seus associados como também de diminuir a sua dependência face aos financiamentos públicos. Por isso, e de forma evidente mostram-se disponíveis para se responsabilizarem pelo futuro abastecimento da Central desde que possam contar com apoios, de natureza a acordar, para o investimento necessário para montar o canal de distribuição. Mas mais do que os apoios a principal preocupação demonstrada foi a de encontrar um parceiro que lhe transferisse *Know-how* sobre logística e distribuição e que supervisionasse a sua acção numa lógica de assessoria contínua. No seguimento desta análise parece-nos plausível (desde que haja vontade em apoiar o *start-*

up de projectos de logística quer seja através de incentivos públicos baseada na discriminação positiva prevista na Estratégia Nacional para as florestas para esta actividade, mesmo fora da área de influência das Centrais, ou de investidores privados) que as Associações por si ou em parceria com empresas de prestação de serviços assegurem as tarefas de recolha e comercialização da biomassa. É dentro deste quadro de referência que o promotor da CTBF, no decorrer dos estudos de sustentabilidade, identificou a oportunidade de construir um projecto de parceria com uma Federação Florestal e as Organizações Florestais Sub-regionais das áreas de influência da Central com o objectivo de assegurar a sustentabilidade do fornecimento e aprovisionamento à central.

A política de Aprovisionamento da Central será direccionada preferencialmente:

- Para os povoamentos de puros Eucalipto, Pinhal Bravo, Pinhal Manso e para os povoamentos mistos destas espécies com sobreiro;
- Para os núcleos críticos e para as áreas de maior risco de incêndio, com o aproveitamento dos matos;
- Numa perspectiva do centro para a periferia, pela incidência dos custos de transporte na rentabilidade da operação de aprovisionamento.

Tendo em conta as diferentes representatividades dos diversos estratos presentes nas áreas de influência da Central, discriminadas no estudo de sustentabilidade do recurso florestal, calcularam-se as fracções de biomassa em termos percentuais. Considerou-se neste cálculo que, para efeitos de exploração de biomassa florestal, no período previsto no plano de aprovisionamento (10 anos), as alterações ao nível da composição florestal não terão impacto significativo na origem da biomassa quanto à proveniência do tipo de estrato. Por outro lado, face às circunstâncias actuais ao nível da gestão dos combustíveis, prevemos que a disponibilidade de biomassa proveniente do estrato matos seja superior nos primeiros anos de funcionamento da central, mas que a partir de determinada altura tenda a estabilizar.

**Quadro XII. Estudo de Sustentabilidade do Recurso Florestal (espécies florestais)**

<b>Espécies Florestais</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>	<b>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>	<b>Ano 8</b>	<b>Ano 9</b>	<b>Ano 10</b>
- Pinheiro Bravo	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
- Eucalipto	20%	20%	25%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
- Folhosas/ Matos	30%	30%	25%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

O sucesso do Plano de Aprovisionamento da CTBF está em primeira instância garantida pelas existências e condições de explorabilidade identificadas nos estudos de sustentabilidade do recurso florestal e complementarmente pela disponibilidade indicada pelas áreas contratualizadas. Desta forma, o Plano de Aprovisionamento conta com um conjunto de contratos de fornecimento de biomassa florestal residual estabelecidos entre a CTBF e os produtores florestais que totalizam 40.646 hectares com uma quantidade prevista de biomassa 40.646 ton. /ano.

Como podemos concluir, as quantidades de biomassa já contratualizadas com produtores e Associações florestais representam ainda menos de 50% das necessidades para operar a CTBF em velocidade cruzeiro. Como tal, revelou-se absolutamente indispensável uma análise detalhada das condições de evolução do mercado de biomassa florestal, quer do lado da oferta quer do lado da procura, no sentido de permitir uma correcta previsão das condições de abastecimento futuras da CTBF. É essa análise que apresentamos no Anexo I – Análise do Mercado de Biomassa Florestal.

## 6

## Investimentos

### 6.1 Investimentos em Activos Fixos

As despesas de investimento exigidas pelo projecto distribuem-se pelas diferentes rubricas de Imobilizados Incorpóreos e Imobilizados Corpóreos. Relativamente ao Investimento Inicial, a calendarização dessas despesas, com natural excepção para as despesas já ocorridas no momento de elaboração do estudo de avaliação, reparte-se pelo período de 2009 a 2011 – período de investimento. Por razões de simplicidade da análise, assume-se como pressuposto que todas as despesas ocorrem no fim do período (ano) a que respeitam. Por sua vez o Investimento de Substituição tem início no segundo período de exploração (2013) e prolonga-se até ao fim do projecto (2036).

Os valores para o investimento inicial (período de construção) são valores referidos ao momento actual, resultantes de cotações fornecidas pelos diferentes fornecedores e reflectindo já os cronogramas de facturação indicados.

#### i) Despesas com Imobilizado Incorpóreo

Nas despesas com activos incorpóreos estão consideradas algumas despesas já incorridas no momento da elaboração do presente estudo, nomeadamente, os custos com a elaboração da proposta para apresentação ao concurso público<sup>8</sup>, os custos com a constituição da sociedade que irá fazer a construção e exploração da CTBF (assessorias jurídicas, económicas e técnicas, despesas de registo e notariado) e parte dos custos classificados como *due diligence* (trabalho de pesquisa e *procurement* com vista à actualização de cotação<sup>9</sup> para várias rubricas de investimento e custos operacionais indispensáveis à elaboração dos estudos de análise da viabilidade económico-financeira do projecto).

Para além das despesas já incorridas estão ainda previstas despesas com o lançamento do concurso público para concepção e construção da central, que será lançado em regime de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), e ainda despesas complementares de *due diligence* associadas à negociação e abertura de linhas de crédito junto da banca com vista ao financiamento do projecto.

O quadro que se segue oferece uma perspectiva da calendarização prevista para a liquidação das despesas com o investimento em activos incorpóreos.

<sup>8</sup> Contemplam nomeadamente os custos com a aquisição do Caderno de Encargos e Programa de Concurso e os custos com a elaboração da candidatura propriamente dita.

<sup>9</sup> Actualização da informação/cotações que serviram de suporte à elaboração da proposta para o concurso público.

**Quadro XIII. Investimento em Activos Incorpóreos e Calendarização das Despesas**

(euros)	Total	2009	2010	2011
Despesas de Instalação				
Custos de Apresentação de Proposta a Concurso	360.000	360.000		
Despesas de Constituição de Sociedade	50.000	25.000	25.000	
Due Diligence e Abertura de Crédito	250.000	62.500	187.500	
Concurso para Concepção e Construção (EPC)	1.900.000	475.000	950.000	475.000
<b>Total do Imobilizado Incorpóreo</b>	<b>2.560.000</b>	<b>922.500</b>	<b>1.162.500</b>	<b>475.000</b>

**ii) Despesas com Imobilizado Corpóreo**

O investimento em activos corpóreos compreende as rubricas relacionadas com a edificação da CTBF propriamente dita (aquisição de terrenos, construção das instalações e da linha eléctrica de conexão da Central ao Ponto Injector da REN e os equipamentos) e ainda a imobilização de custos relacionados quer com os encargos financeiros quer com custos operacionais assumidos no período da construção.

- Terrenos e Construções: os edifícios e o parque de armazenamento e tratamento de biomassa serão edificados num terreno de 6 hectares, cujo custo será de 426.000€, correspondendo a um preço de 7,10€/m<sup>2</sup>.

- Construção da linha eléctrica: o custo de construção da linha de conexão ao Ponto Injector será de 1.500.000€, correspondendo a um custo de 100.000€/km e devendo a linha ter uma extensão de aproximadamente 15 km.

- Equipamento Básico Principal: o custo associado ao equipamento básico da CTBF será de 21.000.000€ (com 20.300.000€ de equipamento com ciclo de vida igual ao da central, isto é 25 anos, e 700.000€ de equipamento de desgaste rápido); este valor inclui já os custos com a fase de pré-arranque da CTBF; deste total de equipamento cerca de 82,5% (17.235.000€) corresponde a equipamento mecânico e os restantes 17,5% (3.675.000€) correspondem a equipamento eléctrico.

- Ferramentas e Utensílios: o valor de investimento previsto é de 70.000€.

- Imobilização de Encargos Financeiros: o custo correspondente às despesas com encargos financeiros a suportar durante o período de construção (que correspondem a despesas com juros, comissões bancárias e imposto de selo associadas à componente de financiamento por dívida bancária), será diferido para o período de exploração; assim, ao nível do resultado económico, no momento da ocorrência (período de construção), serão contabilizadas como um proveito (Trabalhos para a Própria Empresa) e imobilizadas nos activos da empresa e durante o período de exploração o respectivo custo será repercutido no resultado via amortizações.

- Imobilização de Custos Operacionais: o mesmo princípio enunciado acima será seguido para a contabilização de custos operacionais ocorridos durante o período de construção.



**Quadro XIV. Investimento em Activos Corpóreos e Calendarização das Despesas**

(euros)	Total	2009	2010	2011
Terrenos	426.000	426.000		
Instalações	5.250.000		3.412.500	1.837.500
Linha Eléctrica	1.500.000		975.000	525.000
Equipamento de Ciclo de Vida Igual à Central	20.300.000		13.195.000	7.105.000
Equipamento de Desgaste Rápido	700.000		455.000	245.000
Ferramentas e Utensílios	70.000			70.000
Imobilização de Encargos Financeiros	3.177.912		1.157.382	2.020.531
Imobilização de Custos Operacionais	37.087			37.087
<b>Total Imobilizado Corpóreo</b>	<b>31.461.000</b>	<b>426.000</b>	<b>19.194.882</b>	<b>11.840.118</b>

## iii) Investimento de Substituição

O investimento de substituição necessário para manter as condições de operacionalidade da Central durante o período de exploração está definido como um montante de investimento anual que corresponde a uma proporção do investimento inicial. Os valores previstos para o primeiro ano de investimento de substituição (2013) resultam já da actualização dos valores relativos ao investimento inicial pela taxa de inflação (IPC) prevista para os anos de 2012 e 2013. Para os anos seguintes, os valores de investimento previstos serão actualizados à taxa de inflação prevista para o respectivo exercício. No quadro seguinte apresentamos os valores de referência (a preços de 2011) para as várias rubricas do investimento de substituição.

**Quadro XV. Investimento de Substituição – Valores de Referência**

(euros)	% Investimento Inicial	Investimento Inicial	Invest. Substituição/Ano
Construção Civil	0,50%	5.250.000	26.250
Linha Eléctrica	1,00%	1.500.000	15.000
Equipamento de Ciclo de Vida Igual à Central	1,00%	20.300.000	203.000
Equipamento de Desgaste Rápido	2,00%	700.000	14.000
Ferramentas e Utensílios	20,00%	70.000	14.000
<b>Total</b>		<b>27.820.000</b>	<b>272.250</b>

## iv) Amortizações

Os períodos de amortização considerados para as diferentes rubricas do activo fixo são os indicados no mapa abaixo. As taxas de amortização aplicadas são as que resultam do método de quotas constantes.

**Quadro XVI. Períodos de Amortização dos Activos Fixos**

<b>Imobilizado Incorpóreo</b>	
Despesas de Instalação	3 anos
Concurso para Concepção e Construção (EPC)	3 anos
<b>Imobilizado Corpóreo</b>	
Instalações	20 anos
Linha Eléctrica	12 anos
Equipamento Básico Principal	12 anos
Ferramentas e Utensílios	4 anos
Imobilização de Custos	15 anos

## 6.2 Investimento em Fundo de Maneio

No cálculo das necessidades de fundo de maneio foram considerados os seguintes parâmetros de funcionamento:

### Quadro XVII. Prazos Médios

Prazo Médio de Recebimento	30 dias
Prazo Médio de Pagamento a Fornecedores:	30 dias
Prazo Médio de Pagamento a Fornecedores de Imobilizado:	60 dias
Prazo Médio de Pagamento/Recebimento ao Estado (IVA):	90 dias
Prazo Médio de Entrega de Retenções de Impostos (IRS e Contribuições para a Segurança Social):	30 dias
Prazo Médio de Existências (stocks de biomassa):	60 dias
Caixa Operacional (dias de proveitos)	30 dias

### Quadro XVIII. Investimento em Fundo de Maneio (FM)

(euros)	2009	2010	2011	2012	2013	...	2036
<b>Necessidades FM</b>							
Clientes				662.365	724.665	...	1.360.154
Existências				553.895	603.227	...	1.127.076
Caixa Operacional				20.739	22.690		42.588
<b>Total</b>				<b>1.237.000</b>	<b>1.350.582</b>	...	<b>2.529.817</b>
<b>Recursos FM</b>							
Fornecedores c/c			3.709	420.475	450.770	...	834.928
Forn. de Imobilizado	269.700	3.694.400	1.973.100		55.755	...	98.386
Estado	-67.425	-741.600	-397.129	-98.776	-116.666	...	-213.881
<b>Total</b>	<b>202.275</b>	<b>2.952.800</b>	<b>1.579.679</b>	<b>321.699</b>	<b>389.859</b>	...	<b>719.434</b>
<b>FM Necessário</b>	<b>-202.275</b>	<b>-2.952.800</b>	<b>-1.579.679</b>	<b>9015.301</b>	<b>960.723</b>	...	<b>1.810.383</b>
<b>Investimento em FM</b>	<b>-202.275</b>	<b>-2.750.525</b>	<b>1.373.121</b>	<b>2.494.980</b>	<b>45.422</b>	...	<b>44.156</b>

## 7

## Contas de Exploração

## 7.1 Produção de Energia Eléctrica

A estimacão da quantidade de energia a vender à rede eléctrica está efectuada de acordo com os parâmetros de produção apresentados no capítulo dedicado à caracterização da CTBF. Assim, de acordo com esses parâmetros, as fórmulas de cálculo usadas são as seguintes:

- Horas de Operação = [Dias de Operação (365/ano) X 24h x Disponibilidade (90%<sup>10</sup>) - Nº Dias de Paragens Programadas X 24h]
- Produção Eléctrica Bruta = [Potência Bruta (11,85MW) X Horas de Operação]
- Auto-consumos = [Produção Eléctrica Bruta X 12,10%]
- Perdas na Linha = [(Produção Eléctrica Bruta - Auto-consumos) X 1,80%]
- Energia Eléctrica Exportada para a Subestação = [Produção Eléctrica Bruta - Auto-consumos - Perdas na Linha]

Alternativamente, o valor da energia eléctrica exportada para a subestação poderá ser calculado da seguinte forma:

- Energia Eléctrica Exportada para a Subestação = [Horas de Operação X Potência a Injectar na Rede (11,23 MW)]

No quadro abaixo apresenta-se os valores estimados para a produção de energia eléctrica para os primeiros anos de actividade, até se atingir a velocidade cruzeiro, e para o último ano de exploração.

Quadro XIX. Horas de Operação

	2012	2013	2014	2015	...	2036
Dias de Operação	365	365	365	365	...	365
Dias de Paragens Programadas	10	10	10	10	...	10
Disponibilidade Energética	80,00%	85,00%	90,00%	90,00%	...	90,00%
Horas de Operação a Potencia Nominal	6.816	7.242	7.668	7.668	...	7.668
Horas de Paragem	240	240	240	240	...	240

Quadro XX. Produção de Energia Eléctrica

(kWh/ano)	2012	2013	2014	2015	...	2036
Produção Eléctrica Bruta	80.766.481	85.814.386	90.862.291	90.862.291	...	90.862.291
Auto-consumos	9.772.744	10.383.541	10.994.337	10.994.337	...	10.994.337
Produção Energia Eléctrica	70.993.736	75.430.845	79.867.954	79.867.954	...	79.867.954
Perdas na Linha (Transformação e Elevação)	1.272.208	1.351.721	1.431.234	1.431.234	...	1.431.234
Energia Eléctrica Exportada para Subestação	69.721.529	74.079.124	78.436.720	78.436.720	...	78.436.720

<sup>10</sup> Em velocidade cruzeiro.

## 7.1 Proveitos de Exploração

Como ficou já referido no capítulo dedicado às tarifas de venda da energia, o contrato de adjudicação para a construção e exploração da CTBF confere a garantia de venda da energia eléctrica a uma tarifa estabelecida de acordo com Decreto-lei 225/2007 que será anualmente actualizada em função da evolução do IPC (Índice de Preços no Consumidor para o Continente, excepto habitação). O preço unitário de venda da energia eléctrica à rede está definido na unidade de centimos de euro por kWh (c€/kWh).

Com base na estimativa para os preços de venda e a quantidade de energia que se prevê produzir, calculamos a evolução do Volume de Negócios (VN) para os 25 anos de actividade.

### Quadro XXI. Volume de Negócios

		2012	2013	2014	2015	...	2036
Preço da Energia	c€/kWh	10,86	11,18	11,51	11,80	...	19,82
Produção de Energia	kWh/ano	69.721.529	74.079.124	78.436.720	78.436.720	...	78.436.720
<b>Volume de Negócios</b>	€/ano	<b>7.569.884</b>	<b>8.281.886</b>	<b>9.029.316</b>	<b>9.255.049</b>	...	<b>15.544.613</b>

## 7.3 Custos de Exploração

Os custos de exploração inerentes ao funcionamento da CTBF estão classificados em consumos directos, custos de estrutura e custos com pessoal. Os primeiros têm uma natureza essencialmente variável enquanto que os restantes são no essencial custos fixos.

### 7.3.1 Custos dos Consumos Directos

Nesta rubrica estão considerados os custos com consumos directamente incorporados no processo de produção da energia eléctrica: consumo de biomassa, consumo de gasóleo, consumo electricidade, consumo de água da rede, consumo de água industrial, consumo de água desmineralizada, consumo de reagentes, transporte e deposição de cinzas em aterro e manutenção de edifícios e equipamentos.

Os custos unitários considerados para cada uma das rubricas resultam de preços de mercado referidos ao momento actual, sendo anualmente revistos de acordo com o IPC<sup>II</sup>. Assim, os preços considerados para o primeiro ano de actividade (2012) resultam já da aplicação do IPC relativo aos anos de 2010 e 2011.

No caso da biomassa florestal foi considerado um prémio adicional ao preço prevalecente actualmente no mercado de forma a poder reflectir as pressões que previsivelmente se farão sentir do lado da procura quando a CTBF entrar em actividade, tal como fica demonstrado no Anexo I dedicado à análise da evolução do mercado da biomassa florestal.

<sup>II</sup> No modelo de avaliação é possível considerar índices de actualização de preços diferenciados para cada um dos consumos. Contudo, entendeu-se que o cenário mais provável para a evolução dos preços será, para todos os consumos, o Índice de Preços no Consumidor (IPC).

#### i) Consumos de Biomassa Florestal

Actualmente, a tendência assenta na venda da biomassa a peso, embora com factores de correcção em função da humidade. As actuais tabelas de preços consideram como standard uma humidade base de 40%, sendo as correcções efectuadas com intervalos de variação de 10%, ao que poderão corresponder variações do preço, a pagar, na ordem dos 4€ por tonelada, ou mesmo mais, sendo que esta verificação/validação da humidade contida é feita de acordo com um processo aleatório de amostragem, não apresentando um carácter muito rigoroso.

O preço corrente da biomassa florestal, entregue à porta da unidade de produção eléctrica, situa-se no intervalo [22,00€ - 25€]. Contudo, e como já referido, foi considerado um prémio de 20% sobre o valor médio daquele intervalo com vista a reflectir um provável salto no preço da biomassa que deverá ocorrer aquando da entrada em funcionamento de todos os consumidores de biomassa previstos.

Os cálculos das necessidades de biomassa implícitas no processo produtivo são efectuados assumindo um grau de humidade de 40%, resultando daqui um factor de 16,734 toneladas de biomassa por hora de operação a potência nominal.

#### ii) Consumos de Gasóleo

No processo produtivo, o gasóleo é apenas utilizado como combustível auxiliar para as operações de arranque da caldeira<sup>12</sup>. Como tal, o seu consumo é claramente residual. O consumo anual de gasóleo está estabelecido em 100.000 kWh, em regime HHV (*Higher Heating Value*)<sup>13</sup>. O preço do gasóleo definido em centimos de euro por kWh (HHV) é de 10,27c€, a que corresponde um preço de 110 centimos de euro por litro.

#### iii) Consumos de Electricidade

Durante os períodos de paragens programadas, nomeadamente para operações de manutenção, a Central consumirá energia eléctrica a contratar à rede. O consumo anual está estabelecido em 85.317 kWh, sendo o preço a pagar a tarifa definida pela rede eléctrica nacional para clientes industriais (6,20c€/kWh).

#### iv) Consumos de Água (água da rede, água industrial e água desmineralizada)

A Água de Rede destina-se apenas a satisfazer o consumo e necessidades humanas, não entrando por isso no processo produtivo propriamente dito. Estima-se que o seu consumo anual seja de cerca de 800 m<sup>3</sup>. O preço desta água está estabelecido em 3,13€/m<sup>3</sup>.

Para a Água Industrial, considera-se que a sua proveniência será realizada a partir de furos a construir junto à CTBF. Será com este tipo de água que se operacionalizará o sistema de arrefecimento da Central, sendo o consumo previsto de 6,80 m<sup>3</sup>/hora de operação a potência nominal. O preço da água industrial é de 0,10€/m<sup>3</sup>.

O consumo previsto de Água de Desmineralizada é de 3,10 m<sup>3</sup>/hora de operação a potência nominal, sendo o seu preço de 0,50€/m<sup>3</sup>.

#### v) Consumos de Reagentes

O processo produtivo exige a utilização de dois tipos de reagentes, sendo os consumos previstos para o primeiro (Reagente 1) de 1.125kg/hora de operação a potência nominal e para o segundo (Reagente 2) de 1.160kg/hora de operação a potência nominal. O preço de ambos os reagentes é de 1,00€/ tonelada.

<sup>12</sup> Como alternativa poder-se-ia recorrer ao gás natural.

<sup>13</sup> PCS - Poder Calorífico Superior.

## vi) Transporte e Deposição de Cinzas em Aterro

O processo de queima da biomassa florestal produz um subproduto ou resíduo (cinzas) cujo destino terá de ser um aterro sanitário. A quantidade de cinzas que se estima produzir é de 1.000kg/hora de operação a potência nominal. O custo de deposição dessas cinzas em aterro sanitário é de 13,00€/tonelada, sendo os custos de transporte de 4,00€/tonelada.

## vii) Manutenção de Edifícios e Equipamentos

Os custos de manutenção tanto de edifícios como de equipamentos estão definidos como uma percentagem do investimento inicial.

**Quadro XXII. Custos de Manutenção**

(euros)	% Inv. Inicial	Inv. Inicial	Custo/ Ano
Construção Civil	0,50%	5.250.000	26.250
Linha de Transporte de Energia	0,50%	1.500.000	7.500
Equipamento Básico - Eléctrico	1,50%	3.675.000	55.125
Equipamento Básico - Mecânico	2,00%	17.325.000	346.500
<b>Total Custos de Manutenção</b>			<b>435.375</b>

Nos quadros que se seguem apresentamos uma síntese dos custos com consumos directos, em termos de custos unitários e custos totais.

**Quadro XXIII. Consumos Directos – Custos Unitários**

		2009	...	2012	2013	2014	...	2036
Preço Biomassa	€/ton	28,20	...	29,78	30,52	31,29	...	53,86
Preço Gasóleo	c€/kwh	10,27	...	10,85	11,12	11,39	...	19,62
Preço Energia da Rede	c€/kWh	6,20	...	6,55	6,71	6,88	...	11,84
Preço Água de Rede	€/m3	3,13	...	3,31	3,39	3,47	...	5,98
Preço Água Industrial	€/m3	0,10	...	0,11	0,11	0,11	...	0,19
Preço Água Desmineralizada	€/m3	0,50	...	0,53	0,54	0,55	...	0,95
Preço Reagente 1	€/ton	1,00	...	1,06	1,08	1,11	...	1,91
Preço Reagente 2	€/ton	1,00	...	1,06	1,08	1,11	...	1,91
Preço Transporte de Cinzas	€/ton	4,00	...	4,22	4,33	4,44	...	7,64
Deposição de Cinzas em Aterro	€/ton	13,00	...	13,73	14,07	14,42	...	24,83
Custos Manutenção	€/ano	435.375	...	459.736	471.230	483.011	...	831.537

**Quadro XXIV. Consumos Directos – Custos Totais**

(euros)	2012	2013	2014	2015	...	2036
Biomassa	3.323.372	3.619.360	3.928.071	4.026.272	...	6.762.454
Diesel	10.845	11.117	11.395	11.679	...	19.616
Electricidade Importada	5.586	5.725	5.868	6.015	...	10.103
Água de Rede	2.644	2.710	2.778	2.847	...	4.782
Água Industrial	4.894	5.330	5.785	5.929	...	9.959
Água Desmineralizada	11.156	12.150	13.186	13.515	...	22.700
Reagente 1	8.097	8.818	9.570	9.810	...	16.476
Reagente 2	8.349	9.093	9.868	10.115	...	16.989
Transporte de Cinzas	28.790	31.354	34.028	34.879	...	58.581
Deposição de Cinzas em Aterro	93.566	101.899	110.591	113.355	...	190.390
Manutenção	459.736	471.230	483.011	495.086	...	831.537
<b>Total Consumos</b>	<b>3.957.036</b>	<b>4.278.786</b>	<b>4.614.150</b>	<b>4.729.503</b>	<b>...</b>	<b>7.943.588</b>

### 7.3.2 Custos com o Pessoal

A estrutura de pessoal necessária para operar a CTBF será composta por 16 funcionários, distribuídos por 5 escalões de remuneração. No quadro que se segue apresentam-se as respectivas categorias profissionais e a remuneração base mensal (referida ao momento actual).

**Quadro XXV. Quadro de Pessoal**

	Nº de Trab.	Remuneração Base Mensal
Gestor de Fábrica	1	3.500,00€
Gestor de Manutenção	1	2.500,00€
Serralheiro	1	1.500,00€
Electricista	1	1.500,00€
Operários	6	750,00€
Vigilância	4	750,00€
Administrativos	2	1.000,00€
<b>Total</b>	<b>16</b>	

Os custos anuais com o pessoal incluem: 14 meses de vencimento bruto, seguro de acidentes de trabalho (1% da Remuneração Base), outros custos (nomeadamente seguro de saúde para o próprio e para o agregado familiar directo, representando um encargo de 1% da Remuneração Base), subsídio de alimentação (130€ mensais/ 11 meses ano) e encargos patronais com a segurança social (21,25% para a gerência – “Gestor da Fábrica”, e 23,75% para os restantes trabalhadores).

O valor de todas as remunerações será actualizado anualmente de acordo com o IPC. No quadro que se segue apresenta-se a evolução dos custos com o pessoal em termos anuais.

**Quadro XXVI. Custos com o Pessoal**

(euros)	2012	2013	2014	2015	...	2036
Vencimentos						
Gerência/Administração	51.742	53.035	54.361	55.720	...	93.587
Pessoal	221.751	227.295	232.977	238.801	...	401.084
Encargos	63.661	65.253	66.884	68.556	...	115.145
Seguros Acidentes de Trab.	2.735	2.803	2.873	2.945	...	4.947
Subsidio Alimentação	24.160	24.764	25.383	26.018	...	43.699
Outros custos com pessoal	2.735	2.803	2.873	2.945	...	4.947
<b>Total Custos Pessoal</b>	<b>366.784</b>	<b>375.954</b>	<b>385.352</b>	<b>394.986</b>	...	<b>663.408</b>

As retenções de impostos serão efectuadas de acordo com uma taxa média para o IRS de 15%, para a Segurança Social da gerência de 10% e Segurança Social do restante pessoal de 11%.

### 7.3.3 Custos de Estrutura

Os custos de funcionamento da estrutura organizacional que será montada para operar a CTBF repartem-se por um conjunto de rubricas de FSE (Fornecimentos e Serviços Externos) cujos valores de referência mensais apresentamos no quadro seguinte (valores referidos ao momento actual).

**Quadro XXVII. FSE – Valores Mensais de Referência**

(euros)	Valores Mensais
Custos administrativos	2.000
Comunicações	500
Limpeza, higiene e conforto	1.000
Marketing e comunicação - arranque	1.000
Marketing e comunicação	500
Deslocações e estadias	250
Carros de serviço	1.000
Programas de formação - arranque	2.000
Programas de formação - contínua	500
Trabalhos especializados	
Consultores Financeiros	1.000
Consultores Técnico/Ambientais	2.000
Assistência Técnica	1.000

Nos custos de estrutura estão ainda incluídos os custos com o programa de seguros previsto para a CTBF, nomeadamente:

- Seguro de danos elementares, cujo prémio anual corresponde a 0,06% do total do investimento em imobilizado corpóreo ( $31.461.000 \times 0,06\% = 18.877\text{€}$ );
- Seguro de avarias mecânicas, cujo prémio anual corresponde a 0,36% do total do investimento em equipamento básico ( $21.000.000 \times 0,36\% = 75.600\text{€}$ );
- Seguro de perdas de exploração, com uma incidência sobre 50% do total de vendas e cujo prémio anual corresponde a 0,47% das vendas anuais ( $7.569.884 \times 50\% \times 0,47\% = 17.789\text{€}$ , para o primeiro ano de actividade - 2012);
- Seguro ambiental, cujo prémio anual, referido ao momento actual, é de 3.667€.

Os valores dos prémios de seguro bem como de todos os outros FSEs serão corrigidos anualmente pelo IPC. Assim, os custos de estrutura globais previstos para a CTBF são os que se apresentam no quadro seguinte.

**Quadro XXVIII. Custos de Estrutura**

(euros)	2011	2012	2013	2014	...	2036
Custos administrativos		25.343	25.976	26.626	...	45.838
Comunicações		6.336	6.494	6.656	...	11.460
Limpeza, higiene e conforto		12.671	12.988	13.313	...	22.919
Marketing e comunicação - arranque	12.362	12.671				
Marketing e comunicação			6.494	6.656	...	11.460
Deslocações e estadias		3.168	3.247	3.328	...	5.730
Carros de serviço		12.671	12.988	13.313	...	22.919
Programas de formação - arranque	24.725	25.343				
Programas de formação - contínua			6.494	6.656	...	11.460
Trabalhos especializados						
Consultores Financeiros		12.671	12.988	13.313	...	22.919
Consultores Técnico/Ambientais		25.343	25.976	26.626	...	45.838
Assistência Técnica		12.671	12.988	13.313	...	22.919
Seguros						
Danos Elementares		19.933	20.431	20.942	...	36.053
Avarias Mecânicas		79.830	81.826	83.872	...	144.391
Perdas de Exploração		17.789	19.462	21.219	...	36.530
Ambiental		3.872	3.969	4.068	...	7.004
<b>Total Custos Estrutura</b>	<b>37.087</b>	<b>270.237</b>	<b>252.245</b>	<b>259.821</b>	<b>...</b>	<b>447.440</b>



## 8

## Financiamento

O projecto será financiado com uma estrutura mista de capitais próprios e capitais alheios, devendo os capitais aportados pelos accionistas representar cerca de 30% do total do investimento requerido pela construção da CTBF. O nível de alavancagem financeira que daqui decorre é consentâneo com a prática de mercado para projectos que reúnem condições de financiamento em regime de *Project Finance*, como é o caso da construção de instalações de produção de energia eléctrica com garantia de venda da energia produzida (sem risco comercial).

### 8.1 Capitais Próprios

Como ficou referido, o nível dos capitais próprios durante o período de construção da CTBF será de 30% do valor do investimento. Em termos de ciclo de entrada dos capitais, dada a disponibilidade de liquidez pelos accionistas, para além do montante já investido, correspondente às despesas já incorridas quer com a preparação da proposta apresentada ao Concurso Público para Injecção de Potência no SEP quer com as despesas de constituição da sociedade e realização do respectivo capital social (à data estabelecido em 220.000€), prevê-se que primeiro sejam realizados integralmente os capitais próprios e só posteriormente afluam os capitais alheios.

Relativamente à regra de composição do investimento accionista, prevê-se dotar a sociedade que construirá e explorará a CTBF de um capital social de 1.000.000€, sendo o restante capital aportado ao projecto sob a forma de “prestações acessórias”.

Tendo em consideração as regras previstas para o investimento dos capitais próprios, o cronograma de entrada de capitais no projecto é o seguinte

**Quadro XXIX. Financiamento do Investimento**

(euros)		2009	2010	2011	Total
<b>Investimento em Activos Fixos</b>		1.348.500	20.357.382	12.315.118	34.021.000
<b>Capital Próprio</b>	30,00%	1.348.500	8.857.800	-	10.206.300
Capital Social		132.124	867.876	-	1.000.000
Prestações Acessórias		1.216.376	7.989.924	-	9.206.300
<b>Capital Alheio</b>	70,00%	-	11.499.582	12.315.118	23.814.700

Os movimentos previstos para as rubricas dos capitais próprios são os que decorrem das restrições legais, das restrições de prioridade e garantia do reembolso da dívida e da política de dividendos. Assim, relativamente às restrições legais, à que ter em consideração:

- A obrigatoriedade de constituição de reserva legal: 5% de afectação dos Resultados Líquidos até um máximo de 20% do Capital Social;

- A manutenção de um nível de capitais próprios que garanta o cumprimento do Artigo 35º do Código das Sociedades Comerciais: exige um rácio mínimo entre capital social/prestações acessórias e capital próprio de 50% e a sua reposição para esse nível, via aumento de capital social/prestações acessórias, caso ocorra uma violação daquele nível, ou seja, caso se assista à perda de metade do capital social.

Relativamente às restrições impostas pela dívida, para além do carácter prioritário do seu reembolso, deve considerar-se a obrigatoriedade de manutenção de rácios de solvabilidade adequados.

Depois de acolhidas aquelas restrições considera-se uma política de entrega ao accionista do todo o cash flow liberto pelo projecto (*Free Cash Flow*).

#### Quadro XXX. Movimentos Capitais Próprios

(euros)	2009	2010	2011	2012	...	2018	2019	...	2036
<b>Capital Social</b>									
Saldo Inicial		132.124	1.000.000	1.000.000	....	1.000.000	1.000.000	....	1.000.000
Aumentos	132.124	867.876			....			....	
Saldo Final	132.124	1.000.000	1.000.000	1.000.000	....	1.000.000	1.000.000	....	1.000.000
<b>Prestações Acessórias</b>									
Saldo Inicial		1.216.376	7.989.924	7.616.330	....	7.616.330	6.868.480	....	
Aumentos	1.216.376	7.989.924			....			....	
Reduções		-1.216.376	-373.594		....	-747.850	-1.227.787	....	
Saldo Final	1.216.376	7.989.924	7.616.330	7.616.330	....	6.868.480	5.640.693	....	
<b>Reservas Legais</b>									
Aumentos			56	337	....	9.526	21.528	....	
Diminuições					....			....	
Saldo Final			56	393	....	9.919	31.447	....	200.000

De acordo com as restrições enunciadas, os dividendos que se prevê distribuir aos accionistas são os seguintes.

#### Quadro XXXI. Dividendos Distribuídos

(euros)	2024	2025	2026	2027	2028	...	2034	2035	2036
Cash Flow Disponível	3.539.077	5.619.860	4.956.331	2.581.766	4.357.591	...	5.003.992	5.129.191	5.257.521
Dividendos		3.048.273	4.956.331	2.581.766	4.357.591	...	5.003.992	5.129.191	5.257.521

## 8.2 Dívida

O financiamento do investimento por capitais alheios será efectuado através de um empréstimo bancário de longo prazo que se prevê tomar em pelo menos duas tranches: uma para fazer face às despesas de investimento previstas para 2010, e que não são cobertas por capitais próprios, e outra para liquidação da totalidade das despesas de investimento de 2011. Prevê-se para ambas as tranches negociar um período de carência de forma a projectar os primeiros reembolsos de capital para o fim do segundo ano de exploração da CTBF. Assim, a estrutura prevista para o empréstimo será a seguinte:

- Duas tranches: 2010 e 2011
- Período de Carência de Capital: 3 anos para a primeira tranche e 2 anos para a segunda;
- Prazo do Reembolso do Empréstimo: em 15 prestações anuais, iguais e postecipadas.

O indexante que habitualmente serve de referencial para empréstimos com a maturidade prevista é a Taxa de Juro *Swap* do Euro a 15 anos (negociada no mercado interbancário). A evolução desta taxa estima-se muito próxima das *Yields* para as OTs da área Euro<sup>14</sup>. Quanto ao *spread* a suportar sobre aquela taxa, admitindo que o nível actual é anormalmente alto, em virtude das condições anormais de liquidez nos mercados monetários, estima-se que o seu nível convirja para valores "normais", próximos dos níveis anteriores à crise financeira de 2008.

Embora a entrada de dívida só ocorra para o próximo ano, o envolvimento da banca no projecto já se iniciou por via da constituição de garantia bancária exigida pela DGEG (Direcção Geral de Energia e Geologia) em sede da adjudicação do Concurso para Injecção de Potência no SEP. Esta garantia foi estabelecida em 40.000€ por MVA de potência da CTBF, isto é, em 440.000€ e deve ser mantida "*on first demand*" a favor da DGEG até ao fim do período de exploração.

Para além do financiamento ao investimento, de longo prazo, está também prevista a abertura de uma linha de crédito à tesouraria. A taxa a pagar neste tipo de financiamento estará indexada à Euribor a 12 meses e com um *spread* que se estima poder vir a estabilizar, depois de passado o período anormal que vivemos, em torno dos 1,5%. Serão financiamentos com prazo igual ou inferior a um ano.

Os custos associados aos encargos financeiros com a dívida são os que decorrem da aplicação das taxas de juro e de imposto de selo apresentadas no capítulo dedicado aos "Pressupostos Macroeconómicos e Fiscais" e das seguintes comissões:

### Quadro XXXII. Comissões Bancárias

Comissão de Montagem/ Abertura de Crédito	0,75%
Comissão de Imobilização	0,50%
Comissão sobre Garantia Bancária	1,00%

<sup>14</sup> Ver Capítulo 4 – Pressupostos Macroeconómicos e Fiscais.

**Quadro XXXIII. Encargos Financeiros**

(euros)	2010	2011	2012	2013	2014	...	2021	...	2028
Juros	965.965	1.786.102	1.726.566	1.793.694	1.700.191	...	805.731	...	0
Comissões	90.647	96.763	4.400	14.469	17.710	...	4.400	...	4.400
Imposto de Selo	99.718	136.846	69.195	77.653	75.770	...	32.361	...	132
Total Encargos Financeiros	1.156.330	2.019.712	1.800.160	1.885.816	1.793.671	...	842.492	...	4.532
Reembolso				1.587.647	1.590.145	...	1.587.647	...	0
Serviço da Dívida	1.156.330	2.019.712	1.800.160	3.473.462	3.383.816	...	2.430.139	...	4.532
Capital em dívida	11.499.582	23.814.700	23.814.700	23.569.610	22.411.511	...	9.525.880	...	0

Como referido anteriormente, a política de distribuição de *cash flows* aos accionistas (aumentos de capital social/prestações acessórias, redução de prestações acessórias e distribuição de dividendos) assim como a dívida de curto prazo são determinadas pela exigência de manutenção de garantias de condições de cumprimento do serviço da dívida. A prática corrente de avaliação das condições que o projecto oferece para cumprir com as obrigações decorrentes da dívida, especialmente em contextos de financiamento em regime de *Project Finance*, passa pela garantia de manutenção dos rácios ADSCR (*Average Debt Service Coverage Ratio*<sup>15</sup>) e LLCR (*Loan Life Coverage Ratio*<sup>16</sup>) acima dos valores considerados críticos: ADSCR mínimo de 1,4 vezes e LLCR mínimo de 1,5 vezes. Como se pode verificar pelo quadro abaixo a evolução destes rácios é bastante confortável ao longo de todo o período de vida da dívida de longo prazo (2010/ 2027).

**Quadro XXXIV. Rácios de Cobertura da Dívida**

	2012	2013	2014	...	2020	...	2027
<b>ADSCR - Average Debt Service Coverage Ratio</b>							
CFDSD (Cash Flow Disponível p/ Serviço da Dívida)							
+ EBITDA <sup>17</sup>	2.975.750	3.374.823	3.769.912	...	4.371.945	...	5.196.868
- Imposto s/ Lucros	-2.428			...	-9.771	...	-462.869
- Investimento em Activos Fixos		-286.033	-293.183	...	-340.003	...	-404.157
- Investimento em Fundo de Maneio	-2.494.980	-45.422	-90.865	...	-29.744	...	-35.357
- Variação de Caixa Operacional	-20.739	-1.951	-2.048	...	-700	...	-832
+ Fundos Próprios				...		...	
+ Fundos Alheios				...		...	
+ Excessos de Tesouraria (no início do período)				...		...	
= CFDSD	457.603	3.041.417	3.383.816	...	3.991.727	...	4.293.654
Serviço da Dívida	1.795.628	3.383.275	3.263.566	...	2.545.315	...	1.707.355
DSCR - Debt Service Coverage Ratio	0,255	0,899	1,037	...	1,568	...	2,515
<b>ADSCR - Average Debt Service Coverage Ratio</b>	<b>1,889</b>	<b>1,998</b>	<b>2,077</b>	...	<b>2,700</b>	...	<b>2,515</b>
<b>LLCR - Loan Life Coverage Ratio</b>							
Valor Actual [CFDSD]	38.525.892	41.509.579	42.214.286	...	43.598.043	...	29.433.000
Capital em Dívida	23.814.700	22.227.053	20.639.406	...	11.113.527	...	0
<b>LLCR - Loan Life Coverage Ratio</b>	<b>1,618</b>	<b>1,868</b>	<b>2,045</b>	...	<b>3,923</b>	...	

<sup>15</sup> RCSD - Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida Médio: valor médio do rácio anual entre o CFDSD (*Cash Flow* Disponível para o Serviço da Dívida) e o valor do serviço da dívida.

<sup>16</sup> RCVE - Rácio de Cobertura da Vida do Empréstimo: rácio entre o valor actual (ou descontado) do CFDSD (*Cash Flow* Disponível para o Serviço da Dívida) e o capital em dívida.

<sup>17</sup> Corrigido pelos TPE (Trabalhos para a Própria Empresa).

## 9

## Avaliação do Projecto

### 9.1 Projectação de Demonstrações Financeiras

Nos quadros que se seguem apresentamos as principais demonstrações financeiras projectadas para a CTBF em resultado dos pressupostos e considerações enunciados até ao momento.

Começamos por apresentar a projecção da demonstração de resultados e balanços. Posteriormente é apresentado o mapa das origens e aplicações de fundos e a projecção dos *cash flows*. Por fim apresentamos um conjunto de indicadores económico-financeiros, de liquidez e de risco do negócio.

Na demonstração de resultados devemos chamar a atenção para a opção já referida de imobilizar os custos incorridos na fase de construção (custos operacionais e encargos financeiros). Assim, durante o período de construção 2009/2011, estas despesas são contabilizados como Trabalhos para a Própria Empresa como contrapartida da formação dos correspondentes activos (imobilizados corpóreos). O custo correspondente será depois revelado durante o período de exploração através das respectivas amortizações. A este propósito devemos ainda notar que em matéria de revelação da situação de tesouraria, origem e aplicação de fundos e cálculo de *cash flows*, os proveitos (grandezas EBIT e EBITDA) devem naturalmente ser corrigidos dos Trabalhos para a Própria empresa.

No cálculo do imposto sobre lucros, como já referido, foi tida em consideração a opção por localizar a CTBF numa região beneficiária dos incentivos fiscais à interioridade, ao abrigo dos quais a taxa de IRC é reduzida para 15% nos primeiros 5 anos de actividade e 10% nos seguintes. No cálculo do imposto, deve ainda ter-se em consideração o período de 6 anos de reporte de prejuízos fiscais. Ainda relativamente à incidência fiscal sobre os resultados, devemos alertar para o facto de no cálculo do *Free Cash Flow* o imposto que está em causa não ser o "verdadeiro imposto" a pagar mas sim o efeito fiscal produzido sobre o resultado operacional. Note-se que neste caso o IRC é calculado sobre o resultado operacional (EBIT) e não o resultado antes de impostos. Como será explicado no Anexo dedicado às Metodologias de Avaliação, neste caso o *cash flow (Free Cash Flow to Firm)* é calculado de forma a não reflectir a estrutura de capital do projecto, isto é, a forma como o projecto é financiado. Logo, no seu cálculo, não deve ser considerado o efeito fiscal da dívida (poupança fiscal permitida pelo facto de os encargos financeiros abaterem à matéria colectável).

**Quadro XXXV. Projecção de Demonstração e Resultados**

(euros)	2010	2011	2012	2013	2014	...	2022	2023	2024	2025	...	2032	2033	2034	2035	2036
Vendas de Energia Electrica			7.569.884	8.281.886	9.029.316	...	11.001.345	11.276.379	11.558.288	11.847.245	...	14.082.652	14.434.718	14.795.586	15.165.476	15.544.613
Trabalhos p/ Própria Empresa	1.157.382	2.057.618														
<b>Volume de Negócios (VN)</b>	<b>1.157.382</b>	<b>2.057.618</b>	<b>7.569.884</b>	<b>8.281.886</b>	<b>9.029.316</b>	...	<b>11.001.345</b>	<b>11.276.379</b>	<b>11.558.288</b>	<b>11.847.245</b>	...	<b>14.082.652</b>	<b>14.434.718</b>	<b>14.795.586</b>	<b>15.165.476</b>	<b>15.544.613</b>
Custos Variáveis (consumos)			3.957.036	4.278.786	4.614.150	...	5.621.893	5.762.441	5.906.502	6.054.164	...	7.196.499	7.376.411	7.560.821	7.749.842	7.943.588
<b>Margem Bruta de Contribuição</b>	<b>1.157.382</b>	<b>2.057.618</b>	<b>3.612.848</b>	<b>4.003.101</b>	<b>4.415.167</b>	...	<b>5.379.452</b>	<b>5.513.938</b>	<b>5.651.787</b>	<b>5.793.081</b>	...	<b>6.886.153</b>	<b>7.058.307</b>	<b>7.234.765</b>	<b>7.415.634</b>	<b>7.601.025</b>
(% VN)	100%	100%	48%	48%	49%	...	49%	49%	49%	49%	...	49%	49%	49%	49%	49%
Custos Fixos (estrutura)		37.087	270.314	252.324	259.902	...	316.665	324.582	332.696	341.014	...	405.358	415.492	425.880	436.527	447.440
<b>Resultado Económico</b>	<b>1.157.382</b>	<b>2.020.531</b>	<b>3.342.534</b>	<b>3.750.777</b>	<b>4.155.265</b>	...	<b>5.062.787</b>	<b>5.189.356</b>	<b>5.319.090</b>	<b>5.452.067</b>	...	<b>6.480.795</b>	<b>6.642.815</b>	<b>6.808.885</b>	<b>6.979.107</b>	<b>7.153.585</b>
(% VN)	100%	98%	44%	45%	46%	...	46%	46%	46%	46%	...	46%	46%	46%	46%	46%
Custos com o Pessoal			366.784	375.954	385.352	...	469.512	481.249	493.281	505.614	...	601.014	616.039	631.440	647.227	663.408
<b>EBITDA</b>	<b>1.157.382</b>	<b>2.020.531</b>	<b>2.975.750</b>	<b>3.374.823</b>	<b>3.769.912</b>	...	<b>4.593.274</b>	<b>4.708.107</b>	<b>4.825.809</b>	<b>4.946.454</b>	...	<b>5.879.781</b>	<b>6.026.776</b>	<b>6.177.445</b>	<b>6.331.881</b>	<b>6.490.177</b>
(% VN)	100%	98%	39%	41%	42%	...	42%	42%	42%	42%	...	42%	42%	42%	42%	42%
Amortizações			3.222.667	3.248.035	3.274.037	...	2.612.554	2.640.763	794.678	804.003	...	399.309	409.292	419.524	430.012	440.762
<b>EBIT</b>	<b>1.157.382</b>	<b>2.020.531</b>	<b>-246.917</b>	<b>126.788</b>	<b>495.875</b>	...	<b>1.980.720</b>	<b>2.067.344</b>	<b>4.031.132</b>	<b>4.142.451</b>	...	<b>5.480.472</b>	<b>5.617.484</b>	<b>5.757.921</b>	<b>5.901.869</b>	<b>6.049.415</b>
(% VN)	100%	98%	-3%	2%	5%	...	18%	18%	35%	35%	...	39%	39%	39%	39%	39%
Encargos Financeiros	1.156.330	2.019.712	1.800.160	1.885.816	1.793.671	...	722.783	603.075	483.366	363.658	...	4.532	4.532	4.532	4.532	4.532
Proveitos Financeiros	485	8.342		0		...	4.079	8.361	12.735	16.988	...		0		0	
<b>EBT</b>	<b>1.537</b>	<b>9.161</b>	<b>-2.047.077</b>	<b>-1.759.028</b>	<b>-1.297.796</b>	...	<b>1.262.016</b>	<b>1.472.630</b>	<b>3.560.500</b>	<b>3.795.781</b>	...	<b>5.475.940</b>	<b>5.612.952</b>	<b>5.753.389</b>	<b>5.897.337</b>	<b>6.044.883</b>
(% VN)	0%	0%	-27%	-21%	-14%	...	11%	13%	31%	32%	...	39%	39%	39%	39%	39%
Impostos sobre os lucros	407	2.428				...	145.132	169.352	409.458	436.515	...	629.733	645.489	661.640	678.194	695.162
<b>RESULTADO LÍQUIDO</b>	<b>1.130</b>	<b>6.733</b>	<b>-2.047.077</b>	<b>-1.759.028</b>	<b>-1.297.796</b>	...	<b>1.116.884</b>	<b>1.303.277</b>	<b>3.151.043</b>	<b>3.359.266</b>	...	<b>4.846.207</b>	<b>4.967.462</b>	<b>5.091.750</b>	<b>5.219.143</b>	<b>5.349.721</b>
(% VN)	0%	0%	-27%	-21%	-14%	...	10%	12%	27%	28%	...	34%	34%	34%	34%	34%

**Quadro XXXVI. Projecção de Balanço**

(euros)	ACTIVO	2010	2011	2012	2013	2014	...	2022	2023	2024	2025	...	2032	2033	2034	2035	2036
<b>Imobilizado</b>																	
Imobilizado Incorpóreo		2.085.000	2.560.000	2.560.000	2.560.000	2.560.000	...	2.560.000	2.560.000	2.560.000	2.560.000	...	2.560.000	2.560.000	2.560.000	2.560.000	2.560.000
Imobilizado Corpóreo		19.620.882	31.461.000	31.461.000	31.747.032	32.040.216	...	34.665.533	35.031.679	35.406.978	35.791.660	...	38.767.606	39.236.304	39.716.719	40.209.145	40.713.881
Amortizações Acumuladas				3.222.667	6.470.701	9.744.739	...	29.924.962	32.565.725	33.360.403	34.164.405	...	38.525.361	38.934.652	39.354.176	39.784.188	40.224.951
<b>Existências</b>																	
Matérias Primas e Subsidiárias				553.895	603.227	654.678	..	797.662	817.604	838.044	858.995	...	1.021.075	1.046.602	1.072.767	1.099.586	1.127.076
<b>Créditos de Curto Prazo</b>																	
Dívidas de Clientes				662.365	724.665	790.065	...	962.618	986.683	1.011.350	1.036.634	...	1.232.232	1.263.038	1.294.614	1.326.979	1.360.154
Estado e Outros Entes Públicos		741.193	394.702	98.776	116.666	124.236	...	6.238									
Outros Devedores				20.739	22.690	24.738	...	30.141	30.894	31.667	32.458	...	38.583	39.547	40.536	41.549	42.588
<b>Disponibilidades</b>																	
Caixa Operacional				20.739	22.690	24.738	...	30.141	30.894	31.667	32.458	...	38.583	39.547	40.536	41.549	42.588
Aplicações Financeiras		1.737.961						1.741.825	2.653.080	3.539.077	2.571.587						
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>24.185.036</b>	<b>34.415.701</b>	<b>32.154.848</b>	<b>29.326.269</b>	<b>26.473.932</b>	<b>...</b>	<b>10.869.195</b>	<b>9.545.108</b>	<b>10.058.379</b>	<b>8.719.387</b>	<b>...</b>	<b>5.132.717</b>	<b>5.250.385</b>	<b>5.370.995</b>	<b>5.494.620</b>	<b>5.621.335</b>
<b>CAPITAL PRÓPRIO</b>																	
Capital Social		1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	...	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	...	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Prestações Acessórias		7.989.924	7.616.330	7.616.330	7.616.330	7.616.330	...	2.476.477	1.406.047	102.770		...					
Reservas Legais			56	393	393	393	...	153.546	200.000	200.000	200.000	...	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
Resultados Transitados			1.073	7.470	-2.039.607	-3.798.635	...	-2.476.477	-1.406.047	-102.770	3.048.273	...	31.232.626	36.078.832	41.046.295	46.138.044	51.357.187
Resultados Líquidos		1.130	6.733	-2.047.077	-1.759.028	-1.297.796	...	1.116.884	1.303.277	3.151.043	3.359.266	...	4.846.207	4.967.462	5.091.750	5.219.143	5.349.721
Dividendos Antecipados											-3.048.273	...	-33.427.620	-38.309.465	-43.313.457	-48.442.648	-53.700.169
<b>TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS</b>		<b>8.991.054</b>	<b>8.624.193</b>	<b>6.577.116</b>	<b>4.818.088</b>	<b>3.520.292</b>	<b>...</b>	<b>2.270.429</b>	<b>2.503.277</b>	<b>4.351.043</b>	<b>4.559.266</b>	<b>...</b>	<b>3.851.213</b>	<b>3.936.830</b>	<b>4.024.588</b>	<b>4.114.539</b>	<b>4.206.740</b>
<b>PASSIVO</b>																	
<b>Dívidas Terceiros M/L Prazo</b>																	
Dívidas a Inst. de Crédito		11.499.582	23.814.700	23.814.700	22.227.053	20.639.406	...	7.938.233	6.350.587	4.762.940	3.175.293	...					
<b>Dívidas Terceiros - Curto Prazo</b>																	
Dívidas a Inst. de Crédito				1.342.557	1.774.603	1.772.104	...										
Dívidas a Fornecedores c/c			3.709	420.475	450.770	484.980	...	590.902	605.674	620.816	636.336	...	756.404	775.314	794.697	814.564	834.928
Dívidas a Forn. de Imobilizado		3.694.400	1.973.100		55.755	57.149	...	69.631	71.371	73.156	74.985	...	89.133	91.361	93.646	95.987	98.386
Estado e Outros Entes Públicos									14.199	250.425	273.507	...	435.967	446.880	458.065	469.529	481.280
<b>TOTAL PASSIVO</b>		<b>15.193.982</b>	<b>25.791.508</b>	<b>25.577.732</b>	<b>24.508.181</b>	<b>22.953.640</b>	<b>...</b>	<b>8.598.766</b>	<b>7.041.831</b>	<b>5.707.337</b>	<b>4.160.121</b>	<b>...</b>	<b>1.281.505</b>	<b>1.313.555</b>	<b>1.346.407</b>	<b>1.380.080</b>	<b>1.414.595</b>
<b>TOTAL PASSIVO + CP</b>		<b>24.185.036</b>	<b>34.415.701</b>	<b>32.154.848</b>	<b>29.326.269</b>	<b>26.473.932</b>	<b>...</b>	<b>10.869.195</b>	<b>9.545.108</b>	<b>10.058.379</b>	<b>8.719.387</b>	<b>...</b>	<b>5.132.717</b>	<b>5.250.385</b>	<b>5.370.995</b>	<b>5.494.620</b>	<b>5.621.335</b>

**Quadro XXXVII. Projectão de Origem e Aplicações de Fundos**

(euros)	2010	2011	2012	2013	2014	...	2022	2023	2024	2025	...	2032	2033	2034	2035	2036
<b>ORIGENS DE FUNDOS</b>																
Meios Libertos Brutos (EBITDA*)		-37.087	2.975.750	3.374.823	3.769.912	..	4.593.274	4.708.107	4.825.809	4.946.454	..	5.879.781	6.026.776	6.177.445	6.331.881	6.490.177
Capital Social	867.876					...					...					
Prestações Acessórias	7.989.924					...					...					
Emp. Obtidos de M/LPrazo	11.499.582	12.315.118				...					...					
Emp. Obtidos de Curto Prazo			1.342.557	432.045		...					...					
Desinv. em Fundo de Maneio	2.750.525					...					...					
Resgate de Aplicações de Tes.	202.275	1.737.961				...	849.745	1.741.825	2.653.080	3.539.077	...					
Proveitos Financeiros	485	8.342				...	4.079	8.361	12.735	16.988	...					
<b>Total das Origens</b>	<b>23.310.667</b>	<b>14.024.334</b>	<b>4.318.308</b>	<b>3.806.868</b>	<b>3.769.912</b>	...	<b>5.447.098</b>	<b>6.458.293</b>	<b>7.491.624</b>	<b>8.502.518</b>	...	<b>5.879.781</b>	<b>6.026.776</b>	<b>6.177.445</b>	<b>6.331.881</b>	<b>6.490.177</b>
<b>APLICAÇÕES DE FUNDOS</b>																
Invest. em Capital Fixo	19.200.000	10.257.500		286.033	293.183	...	357.216	366.146	375.300	384.682	...	457.266	468.698	480.415	492.426	504.736
Invest. em Fundo de Maneio		1.373.121	2.494.980	45.422	90.865	...	31.250	32.031	32.832	33.653	...	40.003	41.003	42.028	43.079	44.156
Imposto sobre os Lucros		407	2.428			...	92.184	145.132	169.352	409.458	...	584.328	629.733	645.489	661.640	678.194
Reembolso de Empréstimos				1.587.647	1.590.145	...	1.587.647	1.587.647	1.587.647	1.587.647	...					
Encargos Financeiros	1.156.330	2.019.712	1.800.160	1.885.816	1.793.671	...	722.783	603.075	483.366	363.658	...	4.532	4.532	4.532	4.532	4.532
Reemb. de Prestações Acessórias	1.216.376	373.594				...	913.458	1.070.429	1.303.277	102.770	...					
Pagamento de Dividendos						...				3.048.273	...	4.792.710	4.881.845	5.003.992	5.129.191	5.257.521
<b>Total das Aplicações</b>	<b>21.572.706</b>	<b>14.024.334</b>	<b>4.297.568</b>	<b>3.804.917</b>	<b>3.767.865</b>	...	<b>3.704.538</b>	<b>3.804.460</b>	<b>3.951.774</b>	<b>5.930.140</b>	...	<b>5.878.840</b>	<b>6.025.811</b>	<b>6.176.457</b>	<b>6.330.867</b>	<b>6.489.138</b>
<b>SALDO DE TESOURARIA</b>	<b>1.737.961</b>		<b>20.739</b>	<b>1.951</b>	<b>2.048</b>	...	<b>1.742.561</b>	<b>2.653.833</b>	<b>3.539.849</b>	<b>2.572.379</b>	...	<b>941</b>	<b>965</b>	<b>989</b>	<b>1.013</b>	<b>1.039</b>
Saldo de Tesouraria Acumulado	1.940.236	1.940.236	1.960.976	1.962.926	1.964.974	...	4.561.948	7.215.781	10.755.630	13.328.009	...	13.334.133	13.335.098	13.336.086	13.337.100	13.338.138
Aplicações / Emp. Curto Prazo	1.940.236	1.940.236	1.960.976	1.962.926	1.964.974	...	4.561.948	7.215.781	10.755.630	13.328.009	...	13.334.133	13.335.098	13.336.086	13.337.100	13.338.138

(\*) Corrigido pelos TPE (Trabalhos para a Própria Empresa)



**Quadro XXXVIII. Projectão de Cash Flows Operacionais**

(euros)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	...	2023	2024	2025	2026	...	2034	2035	2036
<b>NÍVEL OPERACIONAL</b>															
+ EBITDA (*)		-37.087	2.975.750	3.374.823	3.769.912	3.864.160	...	4.708.107	4.825.809	4.946.454	5.070.116	...	6.177.445	6.331.881	6.490.177
+ Proveitos Financeiros	485	8.342					...	8.361	12.735	16.988	12.344	...			
- Imposto s/ Lucros		-407	-2.428				...	-145.132	-169.352	-409.458	-436.515	...	-645.489	-661.640	-678.194
- Investimento em Activos Fixos	-19.200.000	-10.257.500		-286.033	-293.183	-300.513	....	-366.146	-375.300	-384.682	-394.299	....	-480.415	-492.426	-504.736
- Investimento em Fundo de Maneio	2.750.525	-1.373.121	-2.494.980	-45.422	-90.865	-26.290	....	-32.031	-32.832	-33.653	-34.494	....	-42.028	-43.079	-44.156
- Variação de Caixa Operacional			-20.739	-1.951	-2.048	-618	....	-754	-772	-792	-811	....	-989	-1.013	-1.039
<b>= Cash Flow (Nível Operacional)</b>	<b>-16.448.990</b>	<b>-11.659.773</b>	<b>457.603</b>	<b>3.041.417</b>	<b>3.383.816</b>	<b>3.536.739</b>	<b>....</b>	<b>4.172.405</b>	<b>4.260.287</b>	<b>4.134.857</b>	<b>4.216.339</b>	<b>....</b>	<b>5.008.524</b>	<b>5.133.723</b>	<b>5.262.053</b>
<b>NÍVEL FINANCEIRO</b>															
Fundos Próprios															
Aumento de Capital Social	867.876														
Realização de Prestações Acessórias	7.989.924														
Total de Fundos Próprios	8.857.800														
Dívida Bancária de M/L Prazo															
Aumento de Dívida M/L Prazo	11.499.582	12.315.118													
Reembolso de Dívida M/L Prazo				-1.587.647	-1.587.647	-1.587.647	....	-1.587.647	-1.587.647	-1.587.647	-1.587.647	....			
Encargos Financeiros de Dívida de M/L Prazo	-1.156.330	-2.019.712	-1.800.160	-1.800.160	-1.680.452	-1.560.743	...	-603.075	-483.366	-363.658	-243.949	...	-4.532	-4.532	-4.532
Total Dívida Média/Longo Prazo	10.343.252	10.295.406	-1.800.160	-3.387.807	-3.268.098	-3.148.390	...	-2.190.721	-2.071.013	-1.951.304	-1.831.596	...	-4.532	-4.532	-4.532
Encargos de Dívida Banc. de Curto Prazo															
Total Encargos de Dívida de Curto/Prazo				-85.655	-113.220	-113.060	...					...			
<b>= Cash Flow (Nível Financeiro)</b>	<b>19.201.052</b>	<b>10.295.406</b>	<b>-1.800.160</b>	<b>-3.473.462</b>	<b>-3.381.318</b>	<b>-3.261.450</b>	<b>...</b>	<b>-2.190.721</b>	<b>-2.071.013</b>	<b>-1.951.304</b>	<b>-1.831.596</b>	<b>...</b>	<b>-4.532</b>	<b>-4.532</b>	<b>-4.532</b>
<b>CASH FLOW TOTAL</b>	<b>2.752.062</b>	<b>-1.364.367</b>	<b>-1.342.557</b>	<b>-432.045</b>	<b>2.498</b>	<b>275.289</b>	<b>...</b>	<b>1.981.684</b>	<b>2.189.274</b>	<b>2.183.553</b>	<b>2.384.744</b>	<b>...</b>	<b>5.003.992</b>	<b>5.129.191</b>	<b>5.257.521</b>
<b>NECESSIDADES DE FINANCIAMENTO DE CURTO PRAZO</b>															
Excessos de Tesouraria (no início do período)	202.275	1.737.961					...	1.741.825	2.653.080	3.539.077	2.571.587	...			
Dívida Bancária de Curto Prazo					2.498	275.289	...					...			
Reembolsos					2.498	275.289	...					...			
<b>Total das Necessidades de Financiamento de Curto Prazo</b>				1.342.557	432.045		...								

(\*) Corrigido pelos TPE (Trabalhos para a Própria Empresa)

**Quadro XXXIX. Projectão de Free Cash Flows**

(euros)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	...	2023	2024	2025	2026	...	2034	2035	2036
<b>Meios Libertos do Projecto</b>															
+ Resultados Operacionais (EBIT) (*)		-37.087	-32.583	341.121	710.208	1.631.137	...	2.281.677	4.245.465	4.356.785	4.470.888	...	5.757.921	5.901.869	6.049.415
- IRC s/ (EBIT)				45.834	117.184	269.138	...	262.393	488.228	501.030	514.152	...	662.161	678.715	695.683
= EBIT * (1-Tc) = NOPLAT		-37.087	-32.583	295.287	593.024	1.362.000	...	2.019.284	3.757.236	3.855.754	3.956.736	...	5.095.761	5.223.154	5.353.732
+ Amortizações do Exercício (*)			3.008.333	3.033.702	3.059.704	2.233.023	...	2.426.430	580.344	589.669	599.227	...	419.524	430.012	440.762
<b>= Meios Libertos</b>		<b>-37.087</b>	<b>2.975.750</b>	<b>3.328.988</b>	<b>3.652.728</b>	<b>3.595.023</b>	<b>...</b>	<b>4.445.714</b>	<b>4.337.581</b>	<b>4.445.424</b>	<b>4.555.964</b>	<b>...</b>	<b>5.515.284</b>	<b>5.653.166</b>	<b>5.794.494</b>
<b>Investim./Desinvest. em Fundo Maneio</b>															
Fundo de Maneio	-2.750.525	1.373.121	2.494.980	45.422	90.865	26.290	...	32.031	32.832	33.653	34.494	...	42.028	43.079	44.156
<b>Cash Flow de Exploração</b>	<b>2.750.525</b>	<b>-1.410.208</b>	<b>480.770</b>	<b>3.283.566</b>	<b>3.561.863</b>	<b>3.568.733</b>	<b>...</b>	<b>4.413.683</b>	<b>4.304.748</b>	<b>4.411.771</b>	<b>4.521.469</b>	<b>...</b>	<b>5.473.256</b>	<b>5.610.087</b>	<b>5.750.339</b>
<b>Investim./Desinvest. em Capital Fixo</b>															
Capital Fixo	19.200.000	10.257.500		286.033	293.183	300.513	...	366.146	375.300	384.682	394.299	...	480.415	492.426	504.736
<b>FCFF - Free Cash Flow to Firm</b>	<b>-16.449.475</b>	<b>-11.667.708</b>	<b>480.770</b>	<b>2.997.533</b>	<b>3.268.680</b>	<b>3.268.220</b>	<b>...</b>	<b>4.047.537</b>	<b>3.929.449</b>	<b>4.027.089</b>	<b>4.127.170</b>	<b>...</b>	<b>4.992.841</b>	<b>5.117.661</b>	<b>5.245.603</b>
<b>FCFF Acumulado</b>	<b>-17.595.700</b>	<b>-29.263.408</b>	<b>-28.782.638</b>	<b>-25.785.105</b>	<b>-22.516.425</b>	<b>-19.248.205</b>	<b>...</b>	<b>10.507.832</b>	<b>14.437.281</b>	<b>18.464.370</b>	<b>22.591.540</b>	<b>...</b>	<b>59.434.564</b>	<b>64.552.225</b>	<b>69.797.828</b>

(\*) Corrigido pelos TPE (Trabalhos para a Própria Empresa)

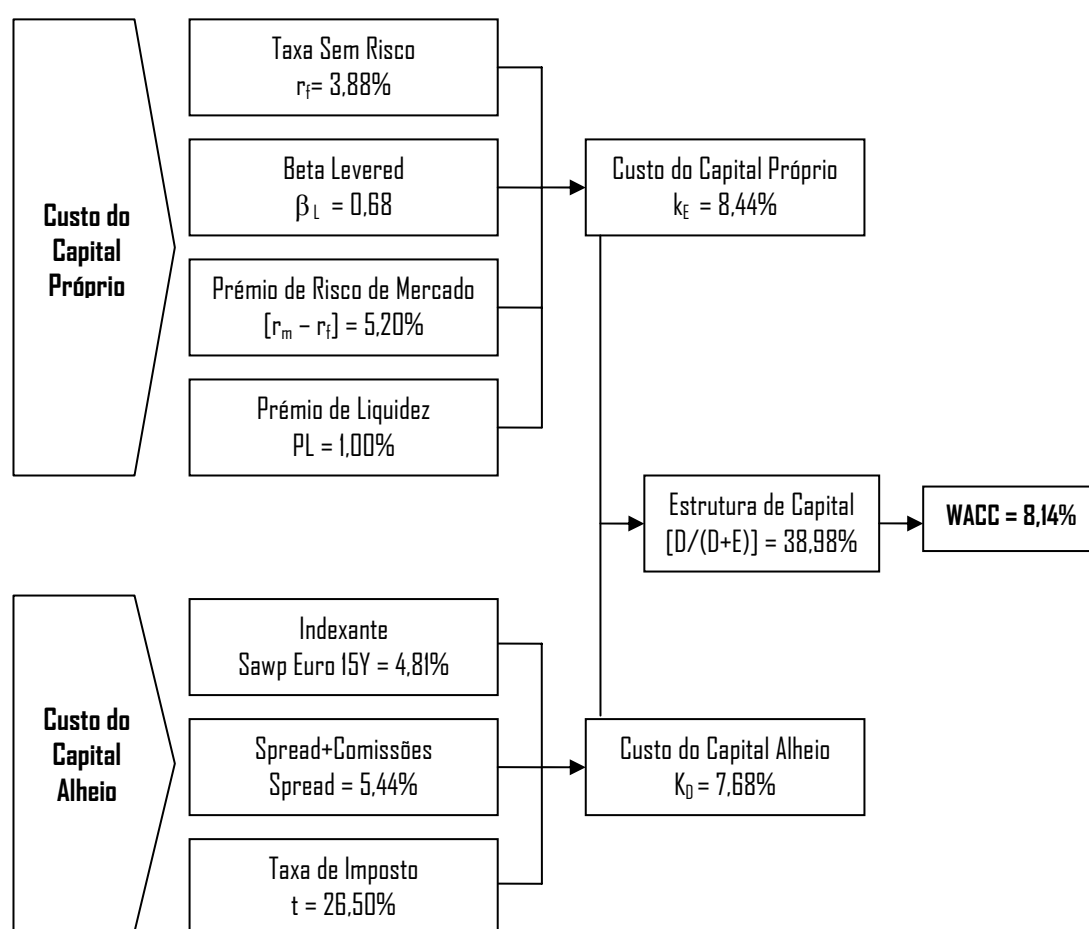
**Quadro XL. Projectção de Indicadores Económico-Financeiros**

INDICADORES ECONÓMICOS	2012	2013	2014	2015	2016	...	2024	2025	2026	2027	...	2035	2036
Taxa de Crescimento do Negócio		9%	9%	2%	2%	...	2%	3%	2%	2%	...	3%	3%
Eficiência Operacional	65%	69%	72%	72%	72%	...	72%	72%	72%	72%	...	72%	72%
Margem Operacional das Vendas	-3%	2%	5%	15%	16%	...	35%	35%	35%	37%	...	39%	39%
Rentabilidade Líquida das Vendas	-27%	-21%	-14%	-3%	0%	...	27%	28%	29%	32%	...	34%	34%
Peso dos Custos c/Pessoal no VN	5%	5%	4%	4%	4%	...	4%	4%	4%	4%	...	4%	4%
<b>INDICADORES FINANCEIROS</b>													
Return On Investment (ROI)	-6%	-6%	-5%	-1%	0%	...	31%	39%	62%	70%	...	95%	95%
Rendibilidade do Activo	-1%	0%	2%	6%	7%	...	40%	48%	74%	82%	...	107%	108%
Rendibilidade dos Capitais Próprios (ROE)	-31%	-37%	-37%	-8%	-1%	...	72%	74%	113%	87%	...	127%	127%
<b>INDICADORES FINANCEIROS</b>													
Autonomia Financeira	20%	16%	13%	13%	15%	...	43%	52%	55%	81%	...	75%	75%
Endividamento Total	80%	84%	87%	87%	85%	...	57%	48%	45%	19%	...	25%	25%
Endividamento M/L Prazo	74%	76%	78%	78%	78%	...	47%	36%	27%	0%	...	0%	0%
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ</b>													
Liquidez Geral	77%	65%	70%	81%	109%	...	577%	460%	196%	189%	...	182%	182%
Liquidez Reduzida	46%	39%	42%	48%	65%	...	489%	373%	110%	106%	...	102%	102%
<b>EQUILÍBRIO FINANCEIRO</b>													
Capitais Permanentes	30.391.816	27.045.141	24.159.698	22.315.052	20.694.464	...	9.113.983	7.734.560	4.752.663	4.533.538	...	4.114.539	4.206.740
Activo Fixo	30.798.333	27.836.331	24.855.477	22.708.634	20.559.484	...	4.606.575	4.187.255	3.767.993	3.563.125	...	2.984.956	3.048.930
<b>Fundo de Maneio Líquido</b>	-406.517	-791.190	-695.779	-393.581	134.980	...	4.507.407	3.547.305	984.669	970.412	...	1.129.583	1.157.810
Necessidades Cíclicas	1.335.776	1.467.248	1.593.717	1.633.560	1.674.399	...	1.881.060	1.928.087	1.976.289	2.025.696	...	2.468.114	2.529.817
Recursos Cíclicos	420.475	506.525	542.130	555.683	569.575	...	693.972	711.321	729.104	747.332	...	910.551	933.315
<b>Necessidades de FM</b>	915.301	960.723	1.051.588	1.077.877	1.104.824	...	1.187.089	1.216.766	1.247.185	1.278.365	...	1.557.563	1.596.502
Tesouraria Activa	20.739	22.690	24.738	25.356	25.990	...	3.570.743	2.604.045	33.270	34.101	...	41.549	42.588
Tesouraria Passiva	1.342.557	1.774.603	1.772.104	1.496.815	995.835	...	250.425	273.507	295.786	342.054	...	469.529	481.280
Tesouraria Líquida	-1.321.818	-1.751.912	-1.747.366	-1.471.459	-969.845	...	3.320.318	2.330.539	-262.516	-307.952	...	-427.980	-438.692
<b>RISCO DO NEGÓCIO</b>													
Margem Bruta	3.612.848	4.003.101	4.415.167	4.525.546	4.638.685	...	5.651.787	5.793.081	5.937.908	6.086.356	...	7.415.634	7.601.025
Grau de Alavanca Operacional	-1463%	3157%	890%	319%	309%	...	140%	140%	140%	133%	...	126%	126%
Ponto Crítico	8.087.240	8.019.579	8.015.218	6.357.588	6.411.482	...	3.314.350	3.375.651	3.438.482	3.064.560	...	3.095.753	3.173.148
Margem de Segurança	-6%	3%	13%	46%	48%	...	249%	251%	253%	306%	...	390%	390%

## 9.2 Custo dos Capitais

O cálculo do custo dos capitais, seja o custo de oportunidade dos capitais próprios seja o custo dos capitais alheios, seguiu a estrutura conceptual apresentada no Anexo dedicado às Metodologias de Avaliação. É com base no apuramento destas duas taxas que determinamos as taxas de desconto a aplicar aos *cash flows* para efeitos de apuramento do VAL – Valor Actual Líquido, seja na perspectiva do projecto seja na perspectiva exclusiva dos accionistas [ $WACC_{after\ tax}^{18}$  e  $k_E$ , respectivamente]. Assim, o princípio de cálculo seguido foi o que se apresenta do esquema seguinte (os valores apresentados são os correspondentes ao momento actual – 2009):

Figura VI. Formação do Custo dos Capitais



<sup>18</sup> Custo Médio Ponderado dos Capitais, após impostos (WACC - Weighted Average Cost of Capital, after tax).

### i) Custo de Oportunidade dos Capitais Próprios

A taxa de Juro de Activos sem Risco ( $r_f$ ) considerada foi a Taxa das Obrigações do Tesouro da Zona Euro a 15 anos: AAA – Rated Euro Area Central Government Bonds.

O prémio de Risco de Mercado ( $r_m - r_f$ ) considerado, em torno do 5,0%-5,5%, é o prémio de risco calculado para o mercado português por Aswath Damodaran<sup>19</sup>.

O Beta dos Capitais Próprios ( $\beta$ ) é o Beta fornecido pela agência de informação Bloomberg para o sector europeu de produção de energia (*European Power Sector*), ( $\beta_E = 0,72$ )<sup>20</sup>. Este Beta de Mercado foi desalavancado com base nas condições de alavancagem financeira [D/E] e de fiscalidade [t] do mercado: um rácio de dívida de mercado de [D/E = 63,87%] e uma taxa de imposto média de [t = 14,60%] que resulta num Beta desalavancado [*Unlevered Beta*,  $\beta_U = 0,47$ ]. Posteriormente o Beta é realavancado mas agora reflectindo as condições fiscais específicas do mercado português [t = 26,5%]: *Levered Beta*,  $\beta_L = 0,68$ . Sendo este o Beta dos capitais próprios a utilizar para apurar o respectivo custo por recurso ao Modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model<sup>21</sup>). Ao custo de oportunidade devolvido pelo Modelo CAPM é ainda somado um prémio de liquidez do projecto de 1%. O custo de oportunidade dos capitais próprios [ $k_E$ ] assim calculado será a taxa de desconto a utilizar para efeitos de calculo do VAL na perspectiva exclusiva dos accionistas, isto é, para descontar os FCFE – *Free Cash Flows to Equity*.

### ii) Custo do Capital Alheio

Para o cálculo do custo da dívida [ $k_D$ ], como já referido a propósito do cálculo dos encargos financeiros do projecto, foi considerado o indexante que habitualmente serve de referencial para empréstimos com a maturidade prevista [Taxa de Juro *Swap* do Euro a 15 anos] ao qual é somado um *spread médio* (acrescido de comissões e imposto de selo) da dívida que será praticado em condições normais de mercado para um projecto com risco equivalente à CTBF. Este *spread*, como também já tivemos oportunidade de afirmar, em condições de maior normalidade dos mercados deverá situar-se em torno de 2,5%.

O cálculo do custo do capital alheio, destinando-se a ser incorporado no WACC para descontar os FCFF – *Free Cash Flows to Firm*, deve incorporar o efeito de poupança fiscal permitido pela dívida. Não devemos esquecer que, no caso dos FCFF, o *cash flow* não incorpora aquele efeito e, como tal, para que o VAL reflecta essa fonte de valor deverá ser a taxa de desconto (WACC) a reflectir a referida poupança fiscal. Assim, o custo dos capitais alheios deverá ser ajustado pelo efeito fiscal, com base na taxa de imposto efectiva sobre o rendimento das empresas [t = 26,5%].

Repare-se que nesta matéria a opção foi calcular o valor criado pela projecto com base nas condições fiscais gerais do país, isto é, uma taxa de imposto sobre lucros de 25% (mais a taxa de derrama municipal de 1,5%) e não considerando as condições específicas de fiscalidade decorrentes do sistema de incentivos à interioridade. Esta

<sup>19</sup> [Http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/)

<sup>20</sup> Média do Beta de Mercado para 94 empresas europeias do sector da produção de energia eléctrica (*Power Sector*).

<sup>21</sup> Ver Anexo 3 – Metodologias de Avaliação.

opção justifica-se pelo facto de estarmos a apurar taxas de desconto que devem funcionar como custos de oportunidade, isto é, taxas de rentabilidade implícitas em oportunidades de investimento equivalentes.

### iii) Custo Médio Ponderado do Capital (WACC - Weighted Average Cost of Capital)

O calculo do custo médio do capital, ajustado pelo efeito fiscal da dívida,  $[WACC_{after\ tax}]$ , resulta do calculo da média ponderada entre o custo de oportunidade dos capitais próprios  $[k_E]$  e o custo (líquido) da dívida  $[k_D \times (1-t)]$ , tendo como ponderadores os rácios de mercado do peso dos capitais próprios  $[E/(E+D)]$  e do peso dos capitais alheios  $[D/(E+D)]$  no financiamento.

Nos quadros que se seguem apresentamos a evolução estimada para o custo dos capitais ao longo do período de vida do projecto.

#### Quadro XLI. Custo de Oportunidade dos Capitais Próprios

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	...	2036
Taxa de Juro de Activos sem Risco ( $r_f$ )	3,88%	4,00%	4,25%	4,50%	4,50%	4,50%	...	4,50%
Prémio de Risco de Mercado ( $r_m - r_f$ )	5,20%	5,40%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	...	5,50%
Prémio de Liquidez do Projecto	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	...	1,00%
Taxa de Imposto sobre lucros ( $t$ )	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	...	26,50%
Beta - Bloomberg (Europe - Power Sector) - $\beta_E$	0,72							
Market D/E Ratio	63,87%							
Market Tax Rate - $t$	14,60%							
Unlevered Beta - $\beta_U$	0,47							
Levered Beta - $\beta_L$	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	...	0,68
Custo dos Capitais Próprios - $k_E$	8,44%	8,70%	9,02%	9,27%	9,27%	9,27%	...	9,27%

#### Quadro XLII. Custo dos Capitais Alheios

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	...	2036
Taxa de Juro Swap (Euro) 15 anos	4,81%	4,90%	4,50%	4,75%	4,75%	4,75%	...	4,75%
Spread	4,00%	3,50%	3,00%	2,50%	2,50%	2,50%	...	2,50%
Comissões	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%	...	0,75%
Imposto de Selo (Juros e Comissões)	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	...	4,00%
Imposto de Selo (Utilização de Crédito)	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	...	0,50%
Taxa de Juro Nominal - $k_D$	10,44%	10,02%	9,08%	8,82%	8,82%	8,82%	...	8,82%
Custo da Divida Após Impostos - $k_D \times (1-t)$	7,68%	7,36%	6,67%	6,48%	6,48%	6,48%	...	6,48%

#### Quadro XLIII. Custo Médio Ponderado dos Capitais (WACC - Weighted Average Cost of Capital)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	...	2036
Peso Capitais Próprios (E/V) - <i>market ratio</i>	61,02%	61,02%	61,02%	61,02%	61,02%	61,02%	...	61,02%
Peso Capitais Alheios (D/V) - <i>market ratio</i>	38,98%	38,98%	38,98%	38,98%	38,98%	38,98%	...	38,98%
WACC ( <i>after tax</i> )	8,14%	8,18%	8,10%	8,18%	8,18%	8,18%	...	8,18%

### 9.3 Avaliação DCF – cálculo de free cash flows

Como temos vindo a afirmar, o cálculo do valor criado pela CTBF assenta no desconto dos *cash flows* (Avaliação DCF - *Discounted Cash Flow*) libertos pelo projecto a uma taxa que deve reflectir o risco, quer operacional quer financeiro, que lhe está inerente. A opinião generalizada, quer entre académicos da área das finanças empresariais quer entre profissionais dos mercados financeiros, é que o VAL – Valor Actual Líquido é o indicador que melhor reflecte aquele princípio de criação de valor. A par do calculo do VAL apresentamos complementarmente os indicadores TIR – Taxa Interna de Rentabilidade e o *Pay Back Period* (Período de Recuperação do Investimento).

Todos os indicadores de criação de valor ou de viabilidade económico-financeira do projecto serão calculados em duas perspectivas:

- Na perspectiva do projecto, ou seja, independentemente da estrutura de capital (ou forma de financiamento, adoptada para o Project); trata-se neste caso de aferir o valor do projecto que será distribuído por todos os investidores (accionistas e credores);
- Na perspectiva exclusiva dos accionistas; trata-se neste caso de aferir o valor criado pelo projecto para uma classe particular de investidores (os accionistas). No calculo do valor criado para o accionistas serão apresentadas duas metodologias complementares - uma assente no desconto dos *FCFE – Free Cash Flows to Equity* e outra que considera do ciclo de distribuição ou entrega desses cash flows ao accionista (desconto dos *cash flows* distribuídos ao accionista).

Em qualquer das perspectivas consideradas apresentamos o calculo do VAL, e restantes indicadores para os seguintes 3 cenários:

- Período Explicito de Estimação: onde são considerados apenas os *cash flows* libertos durante ao período em que está garantida a possibilidade de venda de toda a energia à rede ao preço estabelecido para as energias renováveis (2009-2036); este cenário corresponde à perspectiva de desmantelamento do projecto em 2036 sem se considerar qualquer valor de venda para os activos nessa altura.
- Valor Terminal (Valor Residual): onde aos *cash flows* libertos no período de estimação explícito é somado um Valor Terminal que corresponde ao valor contabilístico líquido dos activos no termo do projecto; também neste cenário está implícita a liquidação do projecto em 2036 considerando-se contudo que os activos do projecto terão um valor de mercado nessa altura.
- Valor Terminal (Perpetuidade): neste cenário é considerada a hipótese de continuidade do projecto após o ano de 2036; considera-se que os *cash flows* libertos pelo projecto a partir dessa data crescerão em perpetuidade a uma taxa de crescimento constante. Neste cenário consideramos que a partir de 2036 os *cash flows* crescerão a uma taxa constante ( $g=1\%$ ) e o investimento requerido para garantir a capacidade instalada da CTBF corresponderá a um valor anual idêntico ao valor das amortizações registado em 2036.

## i) FCFF – Free Cash Flows to Firm

O calculo do VAL na perspectiva do projecto exige o calculo dos *FCFF – Free Cash Flows to Firm*, cuja evolução ao longo da vida do projecto apresentamos no quadro seguinte:

**Quadro XLIV. FCFF – Free Cash Flow to Firm (período de projecção explícita dos cash flows)**

(euros)	2009	2010	2011	2012	2013	...	2025	2026	...	2036
FCFF	-1.146.225	-16.449.475	-11.667.708	480.770	2.997.533	...	4.027.089	4.127.170	...	5.245.603
WACC ( <i>after tax</i> )	8,14%	8,18%	8,10%	8,18%	8,18%	...	8,18%	8,18%	...	8,18%
Factor de Desc.	1,08	1,170	1,265	1,368	1,480	...	3,802	4,114	...	9,031
VA [FCFF]	-1.059.910	-14.061.070	-9.226.045	351.413	2.025.323	...	1.059.066	1.003.308	...	580.870
VA [FCFF] – ac.	-1.059.910	-15.120.980	-24.347.024	-23.995.612	-21.970.289	...	-3.738.432	-2.735.124	...	4.787.265

Para os cenários em que é considerado o Valor Terminal, apresenta-se o valor para as duas metodologias alternativas: valor residual ou perpetuidade

**Quadro XLV. FCFF – Free Cash Flow to Firm (valor terminal)**

(euros)	Valor Residual	Perpetuidade
FCFF – Free Cash Flow to Firm	4.859.313	75.302.598
WACC ( <i>after tax</i> )	8,18%	8,18%
Factor de Desconto	9,031	9,031
VA [FCFF – Free Cash Flow to Firm]	538.094	8.338.601
VA [FCFF – Free Cash Flow to Firm] – acumulado	5.325.359	13.125.865

## ii) FCFE – Free Cash Flows to Equity

Nos quadros seguintes apresentam-se os *FCFE – Free Cash Flows to Equity*, apurados para com vista ao calculo do VAL na perspectiva dos accionistas.

**Quadro XLVI. FCFE – Free Cash Flow to Equity (período de projecção explícita dos cash flows)**

(euros)	2009	2010	2011	2012	2013	...	2025	2026	...	2036
FCFE	-1.146.225	-5.799.796	-837.078	320.193	267.276	...	2.117.605	2.323.628	...	5.241.592
Cap. Pr�p. [ $k_e$ ]	8,44%	8,70%	9,02%	9,27%	9,27%	...	9,27%	9,27%	...	9,27%
Factor de Desc.	1,08	1,179	1,285	1,404	1,534	...	4,443	4,854	...	11,775
VA [FCFE]	-1.056.995	-4.920.384	-651.426	228.050	174.219	...	476.645	478.669	...	445.155
VA [FCFE] – ac.	-1.056.995	-5.977.379	-6.628.805	-6.400.755	-6.226.537	...	-2.504.836	-2.026.167	...	3.713.101

**Quadro XLVII. FCFE – Free Cash Flow to Equity (valor terminal)**

(euros)	Valor Residual	Perpetuidade
FCFE – Free Cash Flow to Equity	4.206.740	65.372.741
Custo de Oportunidade dos Capitais Próprios [ $k_e$ ]	9,27%	9,27%
Factor de Desconto	11,775	11,775
VA [FCFE – Free Cash Flow to Equity]	357.267	5.551.936
VA [FCFE – Free Cash Flow to Equity] – acumulado	4.070.368	9.265.037



## iii) Cash Flow Distribuído aos Accionistas

Adoptando a metodologia em que é tomado em consideração o ciclo de entrega do *cash flow* aos accionistas, calculamos o *Cash Flow* Distribuído aos Accionistas. Para o cálculo do cash flow nesta perspectiva foi assumida uma politica de distribuição de dividendos que considera a entrega de 100% do resultado (após obrigação legal de constituição de reservas).

**Quadro XLVIII. Cash Flow Distribuído aos Accionistas (período de projecção explícita dos cash flows)**

(euros)	2009	2010	2011	2012	...	2025	2026	...	2036
<b>Cash-out-Flows</b>									
Capital Social	132.124	867.876	0	0	...	0	0	...	0
Aumento de Prest. Acessórias	1.216.376	7.989.924	0	0	...	0	0	...	0
Total de Cash-out-Flows	1.348.500	8.857.800	0	0	...	0	0	...	0
<b>Cash-in-Flows</b>									
Redução de Prest. Acessórias	0	1.216.376	373.594	0	...	102.770	0	...	0
Dividendos	0	0	0	0	...	3.048.273	4.956.331	...	5.257.521
Total de Cash-in-Flows	0	1.216.376	373.594	0	...	3.151.043	4.956.331	...	5.257.521
<b>Cash-Flows Distribuídos</b>	<b>-1.348.500</b>	<b>-7.641.424</b>	<b>373.594</b>	<b>0</b>	<b>...</b>	<b>3.151.043</b>	<b>4.956.331</b>	<b>...</b>	<b>5.257.521</b>
Cap. Próp. [ $k_e$ ]	8,44%	8,70%	9,02%	9,27%	...	9,27%	9,27%	...	9,27%
Factor de Desc.	1,08	1,179	1,285	1,404	...	4,443	4,854	...	11,775
VA [Cash-Flows Dist.]	-1.243.523	-6.482.770	290.736	0	...	709.259	1.021.007	...	446.507
VA [Cash-Flows Dist.] - ac.	-1.243.523	-7.726.293	-7.435.557	-7.435.557	...	-4.301.632	-3.280.626	...	2.489.856

**Quadro XLIX. Cash Flow Distribuído aos Accionistas (valor terminal)**

(euros)	Valor Residual	Perpetuidade
<b>Cash-out-Flows</b>		
Capital Social		
Aumento de Prestações Acessórias		
Total de Cash-out-Flows		
<b>Cash-in-Flows</b>		
Redução de Prestações Acessórias		
Dividendos		
Valor Residual/ Perpetuidade	4.206.740	64.246.066
Total de Cash-in-Flows	4.206.740	64.246.066
<b>Cash-Flows Distribuídos</b>	<b>4.206.740</b>	<b>64.246.066</b>
Custo de Oportunidade dos Capitais Próprios [ $k_e$ ]	9,27%	9,27%
Factor de Desconto	11,775	11,775
VA [Cash-Flows Distribuídos]	357.267	5.456.250
VA [Cash-Flows Distribuídos] - acumulado	2.847.123	7.946.106

## 9.4 Avaliação DCF – indicadores de criação de valor e de rentabilidade do projecto

Os indicadores de criação de valor e de rentabilidade que iremos apresentar demonstram que o projecto da CTBF cria valor para os investidores em todas as metodologias de avaliação consideradas.

Na metodologia base, onde calculamos o VAL na perspectiva do projecto e sem calcular qualquer valor terminal, o projecto cria 4.787.265€, apresentando uma TIR de 9,95% e um *Payback* de cerca de 21 anos. Considerando um Valor Terminal para os activos (com valor actual de 538.094), o VAL sobe para 5.325.359€, e considerando a hipótese de continuidade do projecto após 2036, o valor criado pelo projecto atinge um máximo de 13.125.825. Concluimos por isso que o valor actual potencial associado à perpetuidade é de 8.338.301€.

Se a avaliação for efectuada na perspectiva dos accionistas, concluimos que o projecto da CTBF cria um valor de 3.713.101€ ou de 2.489.856€ (considerando o ciclo de distribuição dos *cash flows*). Concluimos ainda que a um custo de oportunidade dos capitais próprios de cerca de 9% o projecto contrapõe uma TIR accionista de 12,26% ou 11,05%, consoante a metodologia.

### Quadro L. Avaliação DCF - Na Perspectiva do Projecto

	VAL		[2009-2036]		Valor Terminal	TIR	Payback
Estimação Explícita de Cash Flows [2009-2036]	4.787.265 €	=	4.787.265 €	+		9,95%	21
Valor Residual [Valor Terminal]	5.325.359 €	=	4.787.265 €	+	538.094 €	10,08%	21
Perpetuidade [Valor Terminal]	13.125.865 €	=	4.787.265 €	+	8.338.601 €	11,55%	21

### Quadro LI. Avaliação DCF - Na Perspectiva do Accionista (Free Cash Flow)

	VAL		[2009-2036]		Valor Terminal	TIR	Payback
Estimação Explícita de Cash Flows [2009-2036]	3.713.101 €	=	3.713.101 €	+		12,26%	21
Valor Residual [Valor Terminal]	4.070.368 €	=	3.713.101 €	+	357.267 €	12,43%	21
Perpetuidade [Valor Terminal]	9.265.037 €	=	3.713.101 €	+	5.551.936 €	14,19%	21

### Quadro LII. Avaliação DCF - Na Perspectiva do Accionista (Cash Flow Distribuído)

	VAL		[2009-2036]		Valor Terminal	TIR	Payback
Estimação Explícita de Cash Flows [2009-2036]	2.489.856 €	=	2.489.856 €	+		11,05%	23
Valor Residual [Valor Terminal]	2.847.123 €	=	2.489.856 €	+	357.267 €	11,22%	23
Perpetuidade [Valor Terminal]	7.946.106 €	=	2.489.856 €	+	5.456.250 €	13,05%	23

## 10

## Análise de Sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade às variáveis consideradas críticas para a performance do projecto, procurando-se, por um lado medir a sensibilidade dos indicadores de viabilidade económico-financeira através da medida de elasticidade e, por outro lado, testar a reacção da performance do projecto a cenários de forte *stress* (evolução desfavorável de várias variáveis em simultâneo). Em todos os casos o cenário que serviu de base à análise, cenário central, foi o seguinte:

**Quadro LIII. Análise de Sensibilidade – Cenário Central**

	VAL		[2009-2036]		Valor Terminal	TIR
Avaliação na Perspectiva do Projecto	5.325.359 €	=	4.787.265 €	+	538.094 €	10,08%
Avaliação na Perspectiva do Accionista	4.070.368 €	=	3.713.101 €	+	357.267 €	12,43%

i) Elasticidade do VAL às Variáveis Críticas

A Elasticidade do VAL do projecto deve ser interpretada como a variação percentual expectável no VAL em resultado da variação percentual unitária de cada uma das variáveis consideradas. As variáveis cuja elasticidade decidimos testar são as seguintes: tarifa de venda da energia eléctrica, preço da biomassa, preço da deposição das cinzas em aterro, preço do transporte das cinzas, preço do gasóleo, valores do investimento corpóreo e incorpóreo e produção eléctrica bruta.

Relativamente ao investimento, embora a avaliação do projecto tenha sido construída com base em cotações actuais fornecidas por varias empresas interessadas em fornecer o projecto da CTBF, e os valores fornecidos tenham já em consideração a sua evolução durante o período 2009-2012, num cenário de atraso do início da construção e consequente derrapagem no tempo do projecto, será razoável admitir a existência de risco de preço nas rubricas do investimento. Assim, testamos os cenários de evolução desfavorável/favorável do preço das rubricas do investimento em 10%. Como podemos verificar, o VAL do Projecto é bastante sensível ao valor do investimento em imobilizado corpóreo, sendo a elasticidade de -5,37, ou seja, por cada subida de 1 p.p (ponto percentual) no custo do investimento o VAL do Projecto deteriora-se em 5,37 p.p..

**Quadro LIV. Elasticidade do VAL ao Valor do Investimento em Imobilizado Corpóreo**

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
Investimento em Imobilizado Corpóreo		31.070.600	28.246.000	25.678.182
Δ Preço		+ 10,00%		- 10,00%
TIR Projecto		9,00%	10,08%	11,18%
VAL Projecto		2.466.949 €	5.325.359 €	7.918.184 €
TIR Accionista		10,52%	12,43%	14,55%
VAL Accionista		1.723.515 €	4.070.368 €	6.403.974 €
Elasticidade VAL Projecto		-5,37		-5,36

**Quadro LV. Elasticidade do VAL ao Valor do Investimento em Imobilizado Incorpóreo**

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
Investimento em Imobilizado Incorpóreo		2.816.000	2.560.000	2.327.273
Δ Preço		+ 10,00%		- 10,00%
TIR Projecto		10,00%	10,08%	10,15%
VAL Projecto		5.132.591 €	5.325.359 €	5.500.043 €
TIR Accionista		12,28%	12,43%	12,61%
VAL Accionista		3.950.532 €	4.070.368 €	4.287.279 €
Elasticidade VAL Projecto		-0,36		-0,36

A sensibilidade da rentabilidade do projecto à performance da Central em termos de rendimento da produção, medida pelo indicador “Produção Eléctrica Bruta”, revela-se bastante elevada o que demonstra que o risco associado à produção é bastante sensível.

**Quadro LVI. Elasticidade do VAL ao Valor da Produção Eléctrica Bruta**

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
Produção Eléctrica Bruta		82.602.082	90.862.291	99.948.520
Δ Produção Eléctrica Bruta		- 10,00%		+ 10,00%
TIR Projecto		8,71%	10,08%	11,48%
VAL Projecto		1.478.601 €	5.325.359 €	9.541.685 €
TIR Accionista		9,99%	12,43%	15,03%
VAL Accionista		908.443 €	4.070.368 €	7.691.293 €
Elasticidade VAL Projecto		7,95		7,92

Quanto aos proveitos, embora não seja expectável uma alteração desfavorável na legislação sobre as tarifas para a energia renovável, decidimos testar a sensibilidade da performance do projecto ao “Factor Z” presente na fórmula de calculo das tarifas<sup>22</sup> e que determina o nível de subsidiação da energia renovável em função da sua origem. Como seria de esperar, a sensibilidade do VAL ao valor da tarifa da energia eléctrica é bastante elevada (8,19-8,16), significando que por cada diminuição de 1 p.p no valor da tarifa será expectável que o VAL do projecto possa cair em 8,19 p.p..

**Quadro LVII. Elasticidade do VAL à Tarifa de Venda da Energia Eléctrica**

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
“Factor Z” - Calculo da Tarifa		7,45	8,20	9,02
Δ “Factor Z”		- 10,00%		+ 10,00%
TIR Projecto		8,67%	10,08%	11,53%
VAL Projecto		1.358.342 €	5.325.359 €	9.673.237 €
TIR Accionista		9,94%	12,43%	15,16%
VAL Accionista		861.001 €	4.070.368 €	7.872.452 €
Elasticidade VAL Projecto		8,19		8,16

Nos quadros que se seguem apresentamos o cálculo da sensibilidade da performance do projecto ao preço dos vários factores de produção. Como seria expectável, é ao preço da biomassa florestal, o principal combustível de produção

<sup>22</sup> Ver ANEXO II – Regulamentação sobre Tarifas de Energias Renováveis.

da energia, que a performance do projecto é mais sensível. Contudo, poderá verificar-se que, mesmo num cenário de agravamento do preço da biomassa face ao cenário central de 10%, o projecto ainda cria valor [VAL do Projecto = 1.970.720€ e VAL Accionista = 1.383.366€]. Para os restantes factores de produção a elasticidade do VAL aos respectivos preços é quase insignificante o que se compreende pelo reduzido peso que esses factores têm na estrutura de custos da CTBF.,

#### Quadro LVIII. Elasticidade do VAL ao Preço da Biomassa Florestal

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
	Preço da Biomassa Florestal	31,02	28,20	25,64
	Δ Preço	+ 10,00%		- 10,00%
TIR Projecto		8,89%	10,08%	11,11%
VAL Projecto		1.970.720 €	5.325.359 €	8.366.330 €
TIR Accionista		10,37%	12,43%	14,35%
VAL Accionista		1.383.366 €	4.070.368 €	6.733.182 €
Elasticidade VAL Projecto		-6,30		-6,28

#### Quadro LVIX. Elasticidade do VAL ao Preço do Gásleo

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
	Preço do Gásleo	121,00	110,00	100,00
	Δ Preço	+ 10,00%		- 10,00%
TIR Projecto		10,08%	10,08%	10,08%
VAL Projecto		5.315.677 €	5.325.359 €	5.334.160 €
TIR Accionista		12,45%	12,43%	12,46%
VAL Accionista		4.119.055 €	4.070.368 €	4.134.579 €
Elasticidade VAL Projecto		-0,02		-0,02

#### Quadro LX. Elasticidade do VAL ao Preço do Transporte das Cinzas

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
	Preço do Transporte das Cinzas	4,40	4,00	3,64
	Δ Preço	+ 10,00%		- 10,00%
TIR Projecto		10,07%	10,08%	10,09%
VAL Projecto		5.296.742 €	5.325.359 €	5.351.373 €
TIR Accionista		12,44%	12,43%	12,47%
VAL Accionista		4.103.127 €	4.070.368 €	4.149.059 €
Elasticidade VAL Projecto		-0,05		-0,05

#### Quadro LXI. Elasticidade do VAL ao Preço da Deposição das Cinzas em Aterro

	Cenário	Pessimista	Central	Optimista
	Preço da Deposição de Cinzas em Aterro	14,30	13,00	11,82
	Δ Preço	+ 10,00%		- 10,00%
TIR Projecto		10,05%	10,08%	10,11%
VAL Projecto		5.232.355 €	5.325.359 €	5.409.907 €
TIR Accionista		12,40%	12,43%	12,51%
VAL Accionista		4.048.993 €	4.070.368 €	4.198.271 €
Elasticidade VAL Projecto		-0,17		-0,17

## ii) Teste de Cenários de Stress

Para além de conhecer a sensibilidade do projecto a variações individuais das várias variáveis críticas, interessará também conhecer a reacção da rentabilidade do projecto a variações adversas mais extremas, nomeadamente em cenários de variação adversa de vários factores em simultâneo. Assim, decidimos testar um conjunto de cenários onde começamos por agravar em simultâneo o preço de vários factores de produção, depois a esse movimento juntamos um agravamento dos custos de investimento e, por último, somamos ainda uma redução no nível de actividade. Recordamos que os valores de referência para o cenário base são os seguintes:

	VAL	TIR
Avaliação na Perspectiva do Projecto	5.325.359	10,08%
Avaliação na Perspectiva do Accionista	4.070.368	12,43%

Agravamento em 10% simultaneamente nos factores de produção mais críticos: preço da biomassa, preço da deposição das cinzas em aterro, preço do transporte das cinzas e preço do gasóleo.

### Quadro LXII. Análise de Sensibilidade – Factores de Produção

	VAL	TIR
Avaliação na Perspectiva do Projecto	1.838.753 €	8,84%
Avaliação na Perspectiva do Accionista	1.224.370 €	10,25%

Ao agravamento em 10% nos factores de produção críticos soma-se o agravamento no valor do investimento (activos corpóreos e incorpóreos) também em 10%.

### Quadro LXIII. Análise de Sensibilidade – Factores de Produção+Investimento

	VAL	TIR
Avaliação na Perspectiva do Projecto	-1.234.719 €	7,73%
Avaliação na Perspectiva do Accionista	-1.482.650 €	8,08%

Aos cenários anteriores, de agravamento dos preços dos factores de produção críticos e do valor do investimento, é somada a redução em 10% na produção de Energia Eléctrica Bruta.

### Quadro LXIV. Análise de Sensibilidade – Factores de Produção+Investimento+Produção de Energia

	VAL	TIR
Avaliação na Perspectiva do Projecto	-4.853.006 €	6,41%
Avaliação na Perspectiva do Accionista	-4.660.306 €	5,59%



## Anexos

## A1

## Anexo I – Análise do Mercado de Biomassa Florestal

## A1.1 Análise do Mercado de Biomassa Florestal

O mercado da biomassa florestal em Portugal encontra-se em crescimento acelerado. A procura de biomassa, que num passado recente se situava perto das 500.000 ton/ano, crescerá para valores próximos dos 4 milhões de toneladas por ano, com o aparecimento das Centrais Termoelectricas a biomassa florestal projectadas e a utilização da biomassa florestal como fonte energética de outras indústrias, neste caso substituindo, em exclusivo ou em combinação, outros combustíveis fósseis, nomeadamente o petróleo e o carvão.

O mercado da biomassa florestal caracteriza-se por uma baixa fragmentação da procura sendo composto por um reduzido número de consumidores de grandes quantidades, tanto a nível nacional como internacional. Estes consumidores são perfeitamente identificáveis e classificados em grupos homogéneos permitindo facilmente definir o mercado de referência.

Quadro LXV. Matriz de Segmentos de Mercado (Mercado de Biomassa Florestal)

Segmentos de Mercado	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	Segmento 4
Funções Servidas	Biomassa como combustível para produção de energia	Integração de Biomassa no produto final; Biomassa como combustível para produção como energia	Biomassa como combustível para produção de energia	Biomassa como combustível para produção de energia
Grupos de Clientes	Centrais Termoelectricas	<i>Woodpellets</i>	Cimenteiras	Pasta de Papel
Tecnologias Utilizadas	Incineração /Gaseificação	Incineração	Incineração	Outras

O objectivo a atingir, em 2012, de 250 MW produzidos com origem na biomassa florestal, através da construção das novas centrais lançadas a concurso em 2006 e os investimentos em licenciamento, terão um grande impacto sobre a procura da biomassa florestal. A entrada em funcionamento destas centrais, juntamente com a crescente importância dos produtos florestais para combustível em outras indústrias (pasta do papel, cimenteiras, cerâmicas, etc.) levará a que a sua procura seja 7 a 8 vezes superior à actual. Para estimar as futuras necessidades de biomassa das CTBF teve-se em conta um consumo médio de 10 Kton por MW de potência instalada, obtendo-se uma identificação dos consumos previsíveis, após conclusão dos investimentos projectados. Mantendo esses mesmos pressupostos, é possível ter uma perspectiva da evolução da curva da procura de biomassa para os próximos anos, bem como a distribuição desse consumo por sector de actividade.

Quadro LXVI. Evolução da Procura de Biomassa Florestal por Sector de Actividade

Industria	2010	2011	2012
Indústria da Celulose	150.000	150.000	150.000
Centrais de Biomassa	345.000	895.000	2.420.000
CT Carvão	0	800.000	800.000
Exportação	120.000	120.000	120.000
<i>Pellets</i>	83.750	110.000	110.000
Cimenteiras	300.000	300.000	300.000
<b>Total</b>	<b>998.750</b>	<b>2.375.000</b>	<b>3.900.000</b>



**Quadro LXVII. Evolução da Procura de Biomassa Florestal por Regiões**

Região	2010	2011	2012
Minho	50.000	137.500	300.000
Trás-os-Montes	0	0	220.000
Douro Litoral	110.000	185.000	235.000
Litoral Centro	475.000	572.500	670.000
Beira Interior Norte/Sul e Pinhal Interior Norte	0	15.000	270.000
Castelo Branco	155.000	280.000	530.000
Santarém	0	400.000	560.000
Litoral sul	200.000	600.000	800.000
Alto Alentejo	0	0	100.000
Baixo Alentejo	8.750	35.000	65.000
Algarve	0	150.000	150.000
<b>Total</b>	<b>998.750</b>	<b>2.375.000</b>	<b>3.900.000</b>

**Quadro LXVIII. Evolução da Procura de Biomassa Florestal por Fonte Consumidora**

[illegible]

## Al.2 Análise dos Principais *Players* do Sector (oferta)

Existem alguns operadores que já se encontram instalados neste mercado. Os equipamentos de trituração que possuem permitem que se estime uma capacidade instalada de 600.000 ton/ano, valor que se aproximará da estimativa do consumo actual. Estes operadores detêm, na sua maioria, um único equipamento de trituração. Existem, contudo, algumas excepções que, pela sua dimensão, designamos como “Principais Operadores” e que são os seguintes:

- SOBIDEN - Soluções de Bioenergia, SA, tem como actividade o fornecimento de biomassa florestal e de soluções de energia baseadas em combustíveis de origem renovável. Tem como principais clientes a Secil, a Portucel e a EDP. Foi criada com o objectivo de potenciar os interesses dos produtores agro-florestais e do sector industrial. Conta na sua estrutura accionista com a SEMAPA, com uma participação maioritária de 51%, que é uma holding empresarial que investe em sectores industriais da pasta de papel, das energias renováveis e do cimento e derivados e a Logística Florestal, S.A., que é uma empresa detida por grandes produtores agro-florestais e com um papel importante na exploração florestal.

- LOGÍSTICA FLORESTAL, S.A., cujo capital é detido por grandes produtores florestais, ligados à AFLOPS – Associação de Produtores Florestais, com grande influência na região da Península de Setúbal. Esta empresa está muito bem implantada na região Sul do País, apresentando-se com grande potencialidade de crescimento, e ambicionando ter implantação Nacional.

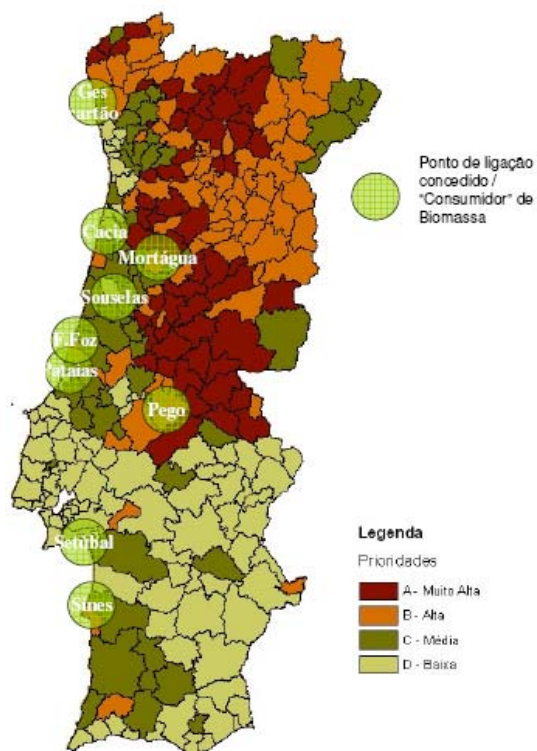
- ENERFOREST – Empresa de Biomassa Para a Energia, S.A., empresa recentemente criada no seio do grupo Portucel/Soporcel, com o objectivo de se focalizar na gestão desta área de negócios. Face à implantação florestal do próprio grupo este será um importante *player* do mercado, desenvolvendo a sua actividade ao longo de todo país.

SÓCASCA - Recolha e Comércio de Recicláveis, S.A., fundada em Junho de 2002 dedica-se à valorização de resíduos florestais. É o principal fornecedor da Central Termoelétrica a Biomassa Florestal de Mortágua. Desenvolve a sua actividade essencialmente no Centro e Norte de Portugal. O alargamento a todo o País, assim como a exportação, são objectivos de curto prazo para a empresa.

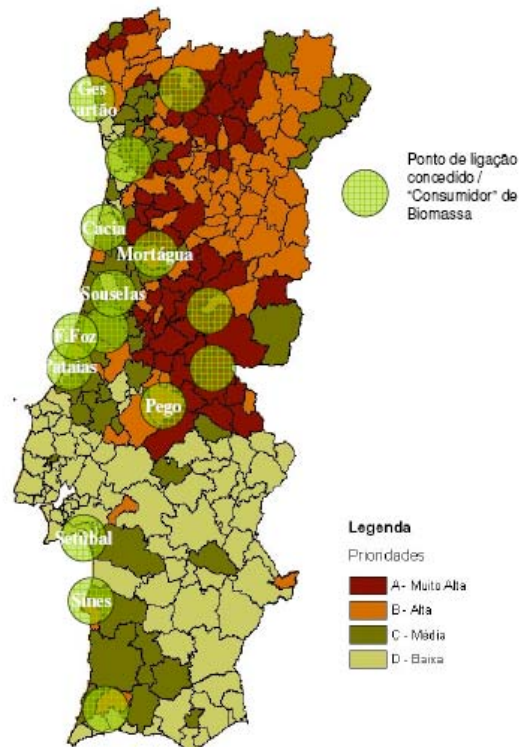
- BSL – Comércio Internacional, Lda, trata-se de uma empresa de *trading* cujos principais negócios se desenvolvem na área das madeiras, produtos siderúrgicos, produtos têxteis e cimento, estando actualmente a exportar estilha de biomassa para o exterior, designadamente para Itália.

Figura VII. Mapa dos Principais Consumidores de Biomassa Florestal

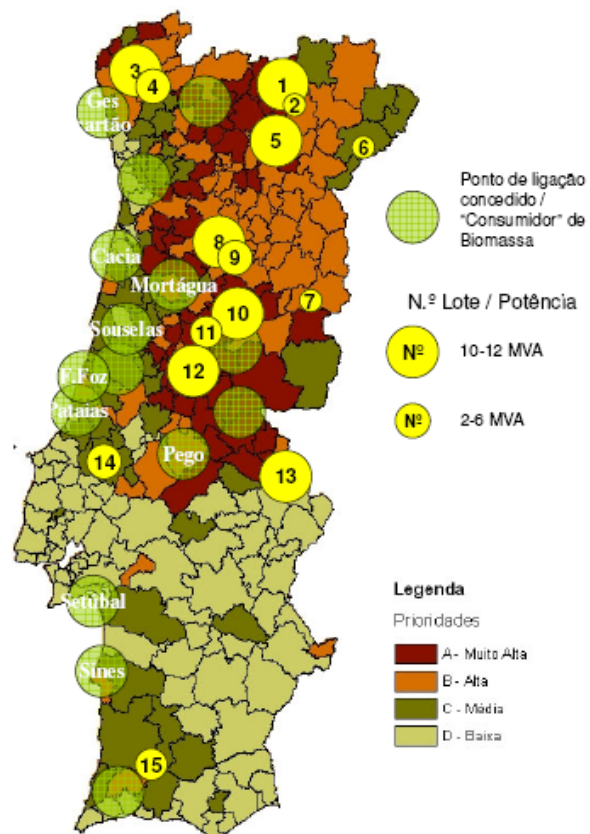
## Consumidores de Biomassa Florestal - Actuais



## Consumidores de Biomassa Florestal - actuais e potenciais



## Consumidores de Biomassa Florestal - actuais e potenciais (considerando concurso das CTBF)



## A2

## Regulamentação sobre Tarifas de Energias Renováveis

O enquadramento legal das tarifas de energia eléctrica aplicáveis aos produtores de energias renováveis consta do Decreto-Lei n.º 225/2007 de 31 de Maio que introduziu alterações ao Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 168/99 de 18 de Maio, alterada pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001 de 29 de Dezembro e pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005 de 16 de Fevereiro.

O referido Anexo II do Decreto-Lei n.º 225/2007 define as condições em que as centrais de produção de energia renovável serão remuneradas pela energia produzida.

Para a determinação da tarifa a aplicar ao caso específico das centrais de biomassa florestal residual, devemos destacar a informação constante da subalínea i) da alínea e) do n.º 18 do referido Anexo II do Decreto-Lei 225/2007, que reproduzimos abaixo, onde é estabelecido um valor de 8,2 para o "coeficiente Z" da fórmula de cálculo da tarifa, constante do n.º 1 do referido anexo. É este coeficiente que introduz o factor de diferenciação na determinação da tarifa em função da tecnologia e combustível utilizado para produzir a energia eléctrica. Interessa destacar ainda a alínea e) do n.º 20 do mesmo Anexo onde se fixa, mais uma vez em função da fonte da energia renovável, o período de tempo durante o qual a tarifa renovável é aplicada à instalação produtora de energia. Para o caso da biomassa florestal residual esse período está fixado em 25 anos<sup>23</sup>.

Decreto-Lei n.º 225/2007 de 31 de Maio

## ANEXO II

“1—As instalações licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro, adiante designadas por centrais renováveis, serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede através da fórmula seguinte:

$$VRD(\text{índice } m) = KMHO(\text{índice } m) \times \\ \times [PF(VRD)(\text{índice } m) + PV(VRD)(\text{índice } m) + \\ + PA(VRD)(\text{índice } m) \times Z] \times \\ \times [IPC(\text{índice } m-1) / IPC(\text{índice } ref)] \times [1 / (1 - LEV)]$$

2—Na fórmula do número anterior:

- a)  $VRD(\text{índice } m)$  é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- b)  $KMHOm$  é um coeficiente que modula os valores de  $PF(VRD)m$ , de  $PV(VRD)m$  e de  $PA(VRD)m$  em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida;
- c)  $PF(VRD)(\text{índice } m)$  é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- d)  $PV(VRD)(\text{índice } m)$  é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- e)  $PA(VRD)(\text{índice } m)$  é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- f)  $IPCm-1$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ ;
- g)  $Z$  é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

<sup>23</sup> A passagem de 15 anos para 25 anos resultou das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 225/2007 ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005.

h)  $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;

i)  $LEV$  representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

3—Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente  $KMHOM$ , as centrais renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela, com excepção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória.

4—Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do número anterior, tiverem

optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente  $KMHO$ , este tomará o seguinte valor:

$$KMHO = \frac{[KMHO(\text{índice } pc) \times ECR(\text{índice } pc, m) + KMHO(\text{índice } v) \times xECR(\text{índice } v, m)]}{[ECR(\text{índice } m)]}$$

5—Na fórmula do número anterior:

a)  $KMHO(\text{índice } pc)$  é um factor que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta,

o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas e o valor de 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem;

b)  $ECR(\text{índice } pc, m)$  é a electricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês  $m$ , expressa em kilowatts-hora;

c)  $KMHO(\text{índice } v)$  é um factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 0,80 para as centrais hídricas e o valor de 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio;

d)  $ECR(\text{índice } vm)$  é a electricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês  $m$ , expressa em kilowatts-hora;

e)  $ECR(\text{índice } m)$  é a electricidade produzida pela central renovável no mês  $m$ , expressa em kilowatts-hora.

6—Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do n.º 3, não tiverem optado

pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente  $KMHOM$ , este tomará o valor 1.

7—Para efeitos do disposto no n.º 3, considera-se que:

a) No período de hora legal de Inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;

b) No período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

8—O valor de  $PF(VRD)(\text{índice } m)$ , previsto no n.º 1, é calculado através da fórmula seguinte:

$$PF(VRD)(\text{índice } m) = PF(U)(\text{índice } ref) \times COEF(\text{índice } pot, m) \times POT(\text{índice } med, m)$$

9—Na fórmula do número anterior:

a)  $PF(U)(\text{índice } ref)$  é o valor unitário de referência para  $PF(VRD)(\text{índice } m)$ , o qual:

i) Deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção;

ii) Toma o valor de E 5,44 por kilowatts-hora por mês;

iii) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

b)  $COEF(\text{índice } pot, m)$  é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês  $m$ , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

c)  $POT(\text{índice } med, m)$  é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês  $m$ , expressa em kilowatts.

10—O valor de  $COEF(\text{índice } po, m)$ , previsto no n.º 8, é calculado através da fórmula seguinte:

$$COEF_{pot, m} = NHP_{ref, m} = \frac{ECR_m}{POT_{dec}} = \frac{ECR_m}{NH_{Oref, m} \cdot 0,80 \times 24 \times NDM_m} \cdot 576 \times POT_{dec}$$

11—Na fórmula do número anterior:

a)  $NHP_{ref, m}$  é o número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês  $m$ , o qual é avaliado pelo quociente  $ECR_m / POT_{dec}$ ;

b)  $NH_{Oref, m}$  é o número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês  $m$ , de  $COEF_{pot, m}$ , o qual é avaliado pelo produto  $0,80 \times 24 \times NDM_m$ ;

- c)  $POT_{dec}$  é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento, expressa em kilowatts-hora;
- d)  $NDM_m$  é o número de dias do mês  $m$ , o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor 30.
- 12—O valor de  $POT(\text{índice } med, m)$ , previsto no n.º 8, é calculado através da fórmula seguinte:

$$POT_{med, m} = \min(POT_{dec}; ECR_m / 24 \times NDM_m)$$

- 13—O valor de  $PV(VRD)(\text{índice } m)$ , previsto no n.º 1, é calculado através da fórmula seguinte:

$$PV(VRD)(\text{índice } m) = PV(U)(\text{índice } ref) \times ECR(\text{índice } m)$$

- 14 — Na fórmula do número anterior,  $PV(U)(\text{índice } ref)$  é o valor unitário de referência para  $PV(VRD)(\text{índice } m)$ , o qual:

- a) Deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;
- b) Toma o valor de  $E 0,036/\text{kilowatts-hora}$ ;
- c) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por  $VRD$  seja aplicável.

- 15—O valor de  $PA(VRD)(\text{índice } m)$ , previsto no n.º 1, é aplicado de acordo com o disposto no n.º 17, sendo calculado através da seguinte fórmula:

$$PA(VRD)(\text{índice } m) = ECE(U)(\text{índice } ref) \times CCR(\text{índice } ref) \times ECR(\text{índice } m)$$

- 16—Na fórmula do número anterior:

- a)  $ECE(U)(\text{índice } ref)$  é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, o qual:
- i) Deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;
- ii) Toma o valor de  $2 \times 10^{-5} \text{ g/g}$ ;
- iii) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por  $VRD$  seja aplicável;
- b)  $CCR(\text{índice } ref)$  é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de  $370 \text{ g/kilowatts-hora}$  e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por  $VRD$  seja aplicável.

- 17—O parâmetro  $LEV$ , previsto no n.º 1, toma os seguintes valores:

- a) 0,015, no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;
- b) 0,035, no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

- 18—O coeficiente  $Z$ , aplicável aos seguintes tipos de centrais, assume, para os respectivos regimes de funcionamento anual, os seguintes valores:

- a) Para as centrais eólicas—4,6;
- b) Para as centrais hídricas:
- i) Com  $POT_{dec}$  até 10 MW, inclusive—4,5;
- ii) Com  $POT_{dec}$  entre 10 MW e 30 MW—valor definido na subalínea i) subtraído de 0,075 por cada megawatt adicional face ao limite superior definido na subalínea i);
- iii) Com  $POT_{dec}$  superior a 30 MW—valor a definir em portaria do ministro que tutela a DGGE;
- iv) Instalações de bombagem—0;
- c) Para as centrais de energia solar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW:
- i) Instalações fotovoltaicas com potência inferior ou igual a 5 kW, com excepção das previstas na alínea d)—52;
- ii) Instalações fotovoltaicas com potência superior a 5 kW—35;
- iii) Instalações termoelétricas com potência inferior ou igual a 10 MW—29,3;
- iv) Instalações termoelétricas com potência superior a 10 MW—o factor  $Z$  é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto, entre o valor de 15 e 20;
- d) Para as centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 50 MW:



- i) Com potência inferior ou igual a 5 kW—55;
  - ii) Com potência superior a 5 kW e inferior ou igual a 150 kW—40;
  - e) Para as centrais de biomassa cujo combustível, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 250 MW, seja:**
    - i) Biomassa florestal residual—8,2;**
    - ii) Biomassa animal—7,5;
  - f) Para as centrais de valorização energética de biogás:**
    - i) Na vertente de digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos (RSU), de lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR) e de efluentes e resíduos provenientes da agro-pecuária e da indústria agro-alimentar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW—9,2;
    - ii) Na vertente de gás de aterro, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW—7,5;
    - iii) Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional estabelecidos nas subalíneas i) e ii) anteriores—3,8;
  - g) Para as centrais de valorização energética, na vertente de queima, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW:**
    - i) De resíduos sólidos urbanos indiferenciados (RSU)—1;
    - ii) De combustíveis derivados de resíduos (CdR)—3,8;
  - h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas:**
    - i) Para os projectos de demonstração de conceito, até um limite de 4 MW de potência por projecto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW—28,4;
    - ii) Para os projectos em regime pré-comercial, até um limite de 20 MW por projecto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 100 MW, o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto, entre o valor de 16 e 22;
    - iii) Para os projectos em regime comercial, o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto:
      - 1) Aos primeiros 100MWe até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 300 MW entre 8 e 16;
      - 2) Aos 150 MW seguintes e até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 600 MW entre 6 e 10;
      - 3) Quando superados os limites de potência estabelecidos nos números anteriores—4,6;
  - i) Para as instalações relativas às tecnologias renováveis não referidas nas alíneas anteriores ou quando os limites de potência instalada a nível nacional previstos nas alíneas anteriores forem ultrapassados, o coeficiente Z assume o valor 1, sem prejuízo do disposto no n.º 19.
- 19—Novos tipos de tecnologias e correspondentes valores, bem como, a título excepcional, projectos que sejam reconhecidos como de interesse nacional pelas suas características inovadoras, podem ser objecto de atribuição de um coeficiente Z diferente do que seria aplicável à correspondente tecnologia mediante portaria do membro do Governo que tutele a DGGE.
- 20—O montante de remuneração definido por VRD é aplicável, para cada megawatt de potência de injeção na rede atribuído, determinado com base num factor de potência de 0,98:
- a) Para as centrais eólicas, aos primeiros 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência de injeção na rede atribuído até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
  - b) Para as centrais hídricas, aos primeiros 52 GWh entregues à rede, por megawatt de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 20 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede que poderá, em casos excepcionais devidamente fundamentados, ser prorrogado por mais cinco anos, mediante despacho do membro do Governo que tutela a área da energia, a requerimento do promotor interessado;
  - c) Para as centrais de energia solar, durante os primeiros 21 GWh entregues à rede por megawatt de potência de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
  - d) Para as centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
  - e) Para as centrais cujo combustível seja biomassa florestal residual ou biomassa animal, durante os primeiros 25 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;**

- f) Para as centrais de valorização energética de biogás, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- g) Para todas as centrais de valorização energética, na vertente de queima, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- i) Para as instalações relativas às energias renováveis não referidas nas alíneas anteriores, durante os primeiros 12 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede.
- 21—Nos casos de prorrogação previstos nas alíneas b) e d) do n.º 20, bem como nos outros casos de prorrogação autorizados pelo membro do Governo que tutele a DGGE, sob proposta da DGGE, os parâmetros de valorização da tarifa são os vigentes à data da prorrogação e o *IPCref* do mês anterior ao da prorrogação.
- 22—Sem prejuízo do disposto no número anterior, atingidos os limites estabelecidos no n.º 20, as centrais renováveis serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede a preços de mercado e pelas receitas obtidas da venda de certificados verdes.
- 23—As condições relativas à energia reactiva a fornecer pelos produtores serão estabelecidas nos regulamentos da rede de distribuição e transporte.
- 24—As centrais electroprodutoras já licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.ºs 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro, poderão requerer a integração no regime de remuneração resultante da aplicação das fórmulas contidas no presente anexo, sendo que o *IPCref* a considerar será o do mês anterior à decisão do director-geral de Geologia e Energia que aprovar o pedido, sem prejuízo da contagem dos prazos a partir da atribuição da licença de exploração, nos termos previstos no n.º 20.
- 25—Sem prejuízo do disposto no n.º 29, os valores referidos no presente anexo, incluindo os dos limites máximos deles constantes, devem ser revistos mediante decreto-lei, com a regularidade que for julgada conveniente, de forma a reflectir, designadamente, a actualização dos custos de investimento e exploração para cada tecnologia, a inflação e o preço da energia.
- 26—O decreto-lei referido no número anterior aplica-se apenas à electricidade produzida em instalações cuja licença de estabelecimento seja atribuída até 1 mês após a entrada em vigor do mesmo, podendo ainda a sua aplicação ser limitada às instalações que obtenham licença de exploração no prazo de 24 meses após a data da licença de estabelecimento.
- 27—Para centrais eólicas, tendo presente a conveniência de reflectir uma repartição dos benefícios globais que lhes são inerentes a nível nacional e local, é devida aos municípios, pelas empresas detentoras das licenças de exploração de parques eólicos, uma renda de 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade receptora da electricidade produzida, em cada instalação, nos seguintes termos:
- a) Quando as instalações licenciadas estejam instaladas em mais de um município, a renda é repartida proporcionalmente à potência instalada em cada município;
  - b) Nos casos em que as empresas detentoras das licenças de exploração tenham celebrado quaisquer acordos ou contratos com as autarquias locais em cuja área estão implantadas, a título de compensação pela respectiva exploração, aplicar-se-á o seguinte:
    - i) Manutenção da situação actual contratualizada, se esse pagamento for previsionalmente igual ou superior à renda definida na alínea a) durante o período de vigência da licença de exploração da central;
    - ii) Prevalência do disposto neste diploma, em caso de opção da autarquia, caso tal pagamento for previsionalmente inferior à renda definida na alínea a) durante o período de vigência da licença de exploração da central.
- 28—A entidade concessionária da RNT, com o apoio das entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição de electricidade em média e alta tensões, proporá à aprovação da Direcção-Geral da Energia um manual de procedimentos para aplicação do presente anexo, o qual deverá ser apenso aos contratos celebrados ao abrigo dos Decretos-Leis n.ºs 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro.
- 29—A remuneração resultante da aplicação dos critérios de fixação da remuneração constantes do presente anexo é garantida a todos os promotores que obtenham licença de estabelecimento após a entrada em vigor do presente anexo, desde que lhes seja atribuída licença de exploração no prazo de três anos após a data de emissão da referida licença de estabelecimento para as PCH (pequenas centrais hídricas) e no prazo de dois anos para as restantes tecnologias.”



## A3

## Metodologias de Avaliação

O valor de um projecto (ou empresa) depende em primeiro lugar da sua capacidade para gerar *cash flow* o que obriga à utilização de metodologias de avaliação dinâmicas, diagnosticando o seu posicionamento estratégico e competitivo e projectando a sua actividade também em conformidade com a previsível evolução macroeconómica e sectorial. Por isso se adoptou a metodologia de avaliação assente na projecção do rendimento futuro que será criado pelo projecto (valor intrínseco<sup>24</sup>) - Método dos *cash flows* descontados (*DCF - discounted cash flow*).

### A3.1 Calculo dos Cash Flows Libertos (Free Cash Flows)

O método dos *cash flows* descontados afere o valor intrínseco do projecto ou negócio em duas perspectivas: na perspectiva do projecto ou negócio e na perspectiva do accionista.

#### i) FCFF – Free Cash Flow to Firm

Valor do negócio na perspectiva do projecto, isto é, independentemente da forma como é financiado; neste caso, descontam-se os *cash flows* disponíveis para todos os investidores (ou participantes no financiamento) sejam investidores de capital próprio (accionistas) sejam investidores de capital alheio (financiadores). Trata-se pois de aferir o *cash flow* que o projecto liberta, após a liquidação das despesas de investimento e pagamento de impostos, para cumprir com os compromissos de remuneração dos credores (Encargos Financeiros) e accionistas (Dividendos). Os *cash flows* projectados segundo esta metodologia são pois *unlevered* (independentes da estrutura de capital da empresa - combinação de capitais próprios vs capitais alheios). O *cash flow* resultante é designado de *Free Cash Flow to Firm* (FCFF), sendo obtido da seguinte forma:

$$\text{FCFF} = \text{EBIT} \times (1 - t) + \text{Amortizações} - \text{Investimento Activos Fixos} - \text{Investimento Fundo de Maneio}$$

O agregado  $\text{EBIT}^{25} \times (1 - t^{26})$ , corresponde aos resultados operacionais deduzidos dos impostos sobre o rendimento ajustados, ou seja, corresponde ao agregado  $\text{NOPLAT}^{27}$ :

$$\text{NOPLAT} = \text{EBIT} - \text{Impostos s/ EBIT}$$

$$\text{EBIT} = \text{EBITDA} - \text{Amortizações}$$

<sup>24</sup> Ou valor económico (teórico), que resulta da projecção dos resultados do projecto/empresa em função do comportamento futuro que se espera para as variáveis fundamentais.

<sup>25</sup> EBIT - Earnings Before Interest and Tax.

<sup>26</sup> t - taxa de imposto marginal sobre lucros.

<sup>27</sup> NOPLAT - Net Operating Profits Less Adjusted Tax.

EBITDA - Earnings Before Interest, Tax and Depreciation & Amortization

Repare-se que não se trata dos impostos que de facto incidirão sobre o rendimento, na medida em que esses são calculados, não sobre os resultados antes de encargos financeiros (EBIT), mas sim sobre os resultados antes de impostos (EBT<sup>28</sup>). O objectivo é pois o de apurar uma grandeza de *cash flow* que seja imune aos efeitos do financiamento, isto é, à estrutura de capital adoptada, nomeadamente em relação à poupança fiscal permitida pela dívida<sup>29</sup>.

## ii) FCFE – Free Cash Flow to Equity

Valor do negócio na perspectiva dos accionistas (investidores de capital próprio); neste caso descontam-se os *cash flows* disponíveis para uma categoria de financiadores que são os accionistas e que corresponde ao *cash flow* disponível depois de cumpridos os compromissos com os credores (encargos financeiros) e o estado (impostos), depois de liquidadas as despesas de investimento e considerando o efeito líquido das movimentações de dívida (acréscimos de dívida deduzidos do reembolso de empréstimos). O *cash flow* assim obtido designa-se de *Free Cash Flow to Equity* (FCFE), sendo calculado da seguinte forma:

$$\text{FCFE} = \text{Resultados Líquidos} + \text{Amortizações} - \text{Inv. Activos Fixos} - \text{Inv. Fundo de Maneio} + \Delta \text{ Dívida}$$

Pretendendo calcular este *cash flow* a partir do resultado operacional, então ao EBITx(1-t) teremos de deduzir os Encargos Financeiros e somar o efeito fiscal da dívida [Encargos Financeiro x t]:

$$\begin{aligned} \text{FCFE} = & \text{EBIT} \times (1 - t) - \text{Encargos Financeiros} \times (1 - t) + \text{Amortizações} - \\ & - \text{Investimento Activos Fixos} - \text{Investimento Fundo de Maneio} + \Delta \text{ Dívida} \end{aligned}$$

Em alternativa ao *cash flow* disponível para o accionista (FCFE), podemos descontar o "*Cash Flow* Distribuído ao Accionista". Neste caso, o valor do projecto para o accionista vem influenciado pela política de dividendos projectada para o futuro e pelo ritmo dos fluxos de entrada e saída de fundos accionistas no projecto (distribuição de dividendos, aumentos/reduções de capital).

<sup>28</sup> EBT - Earnings Before Tax.

<sup>29</sup> Que se traduz na poupança de imposto que decorre do facto dos custos da dívida (encargos financeiros) serem dedutíveis fiscalmente, isto é, abaterem à matéria colectável.

### A3.2 Calculo do Custo dos Capitais

Os *cash flows* libertados pelo projecto deverão ser descontados a uma taxa que reflecta o retorno esperado pelos investidores (custo de oportunidade do capital), seja de capital próprio seja do capital alheio, em função do risco implícito no projecto.

#### i) WACC - Weighted Average Cost of Capital

Quando se trata de apurar o valor do projecto independentemente da forma como é financiado, isto é, de descontar FCFF, a taxa de desconto deve corresponder a uma média ponderada do custo de todos os capitais investidos no projecto, próprios e alheios (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC).

$$WACC = k_e \times \frac{E}{V} + k_d \times \frac{D}{V} \times (1 - t)$$

Como nota transversal à determinação do custo dos capitais devemos enfatizar o facto de se tratar de uma análise de custo de oportunidade, onde se procura aferir o valor do projecto com base nos parâmetros de projectos ou empresas comparáveis, isto é, de risco equivalente, quer em termos operacionais quer em termos financeiros.

Como facilmente se conclui as questões relevantes na determinação do WACC são:

- A estrutura de capital ( $D/V$  e  $E/V$ )<sup>30</sup> que decorre da forma como se prevê financiar o projecto e que determina o seu nível de risco financeiro (*leverage*);
- A taxa marginal de imposto sobre o rendimento ( $t$ );
- As remunerações exigidas pelas fontes de financiamento ( $k_e$  e  $k_d$ ).

Relativamente à estrutura de capital ( $E/D$ ), como forma de garantir que o valor do projecto é aferido com base no risco financeiro de oportunidades de investimento comparáveis, deve optar-se por utilizar a estrutura de capitais do mercado, isto é, a estrutura de capitais média de empresas/projectos comparáveis (com o mesmo nível de risco operacional).

A taxa marginal de imposto ( $t$ ) a considerar deve também ser a que prevalece para oportunidades de investimento comparáveis. Por isso se optou por não se considerar, para efeitos de cálculo do WACC, a taxa de imposto bonificada de que o projecto usufruirá.

O custo da dívida ( $r_d$ ) não é mais do que o custo de contratação de dívida adicional. Este custo é determinado considerando um indexante ao qual é adicionado um *spread* médio que revele as condições de mercado que o projecto/empresas enfrentam. Como ficou já referido antes, a dívida produz um efeito de poupança fiscal (pelo abatimento que permite à matéria colectável) que reverte a favor dos accionistas e que deve por isso estar reflectido no WACC. Deste modo, o custo da dívida a considerar deve ser o custo líquido de impostos [ $k_d \times (1-t)$ ].

<sup>30</sup> E – Equity Value (Valor de Mercado dos Capitais Próprios).

D – Debt Value (Valor de Mercado da Dívida)

V – Total Value (valor de Mercado da Totalidade dos Activo).  $V=E+D$ .

## ii) Remuneração Exigida Pelos Capitais Próprios

A remuneração dos accionistas é talvez a variável a mais crítica e, simultaneamente, a de mais difícil aferição na medida em que não é directamente observável. A prática mais comum entre os profissionais da área financeira para o cálculo do custo de oportunidade dos capitais próprios (ou rentabilidade esperada) é o recurso ao CAPM (*Capital Asset Pricing Model*<sup>31</sup>).

$$k_e = r_f + (r_m - r_f) \times \beta$$

Neste modelo a remuneração exigida pelo accionista incorpora uma componente destinada a remunerar a passagem do tempo (decorrente do fenómeno de erosão monetária que, no longo prazo, se assume como persistente na economia) e uma outra destinada a remunerar a assunção de risco pelo accionista.

- A primeira componente é aferida a partir da rentabilidade que um activo sem risco oferece; sendo esta oportunidade de investimento necessariamente teórica, procura-se uma *proxy* desse activo, optando-se pela oportunidade de investimento com menor risco prevalecente na economia. O mais usual é optar-se pela rentabilidade oferecida por obrigações do estado (*Yields* de OTs com maturidades idêntica à do projecto).

- A componente da remuneração dependente do risco é, no modelo CAPM, aferida a partir do parâmetro Beta ( $\beta$ ). O Beta é o parâmetro a aplicar sobre o prémio de risco ( $r_m - r_f$ ) – retorno adicional do mercado de capitais face aos títulos sem risco – que revela a volatilidade<sup>32</sup> que os retornos originados pela empresa (taxas de rentabilidade) têm face aos apresentados pelo mercado. O Beta dos capitais próprios é um índice do risco sistemático (o que prevalece após a diversificação do investimento) de um activo num portefólio correctamente diversificado.

O indicador Beta que se utilizou corresponde ao Beta médio das empresas comparáveis do sector, calculado pela agência de informação Bloomberg. Contudo, o Beta aferido no mercado deve ser sujeito a correcções que eliminem o efeito da fiscalidade diferenciada. Assim, começamos por proceder à desalavancagem do Beta de mercado em função do grau de alavancagem e das taxas de imposto que as empresas do sector enfrentam, calculando o *Unlevered Beta* ( $\beta_u$ ). Posteriormente, voltamos a alavancar o Beta usando o grau de alavancagem do mercado (E/D), pelas razões que atrás expusemos, e a taxa de imposto que recai sobre o projecto ( $\beta_e$  - *Levered Beta*):

$$\beta_e = \beta_u \times \left( 1 + \frac{D}{E} \times (1 - t) \right)$$

Relativamente ao apuramento do prémio de risco de mercado ( $r_m - r_f$ ), de entre as várias abordagens de análise, salientamos duas: análise de séries históricas dos prémios de risco e prémios de risco implícitos na capitalização bolsista de títulos cotados.

a) Análise de séries históricas dos prémios de risco: existem actualmente vários estudos de mercado realizados sobre séries históricas de longo prazo com referência ao mercado norte-americano, mercado com a série histórica mais longa. Embora concordando na relevância material desta análise, os autores divergem quanto à sua fórmula de

<sup>31</sup> Modelo de Avaliação de Activos Financeiros.

<sup>32</sup> Aferida usualmente a partir de uma medida estatística de dispersão dos resultados (desvio-padrão).

apuramento, nomeadamente quanto à utilização de média geométrica ou aritmética. O quadro seguinte sintetiza os resultados referenciados em literatura especializada relativamente a esta matéria, segundo a metodologia de cálculo privilegiada pelos respectivos autores.

**Quadro LXIX. Prémios de Risco de Mercado**

Fonte	Autores	Metodologia	Prémio Risco
Valuation	Tom Copeland, Tim Koller and Jack Murrin	Média aritmética ao longo do período 1926-1998	5,75%
Corporate Finance	Aswath Damodaran	Média aritmética ao longo do período 1928-2007	5,01%
Corporate Finance	Ross, Westerfield and Jaffe	Média aritmética ao longo do período 1926-1998	5,75%

O estudo de Tom Copeland, Tim Koller e Jack Murrin considera que os resultados da amostra se encontram enviesados por um *survivorship bias* em virtude de o mercado norte-americano ter perdurado em determinadas condições enquanto que outros não o conseguiram, sobrestimando assim o *excess return* sobre a taxa de juro sem risco entre 1,5% e 2,0%. Ajustando o prémio de risco de mercado obtido em função deste *survivorship bias*, estes autores estimam que o prémio de risco de mercado se situe entre 5,5% e 6,0%.

b) Prémios de risco implícitos na capitalização bolsista de títulos cotados: assumindo a hipótese de mercados eficientes, isto é, onde o preço dos títulos é capaz de incorporar toda a informação disponível, bem como um conjunto simples de parâmetros como dividendos esperados ou *payout ratio*, é possível determinar o prémio de risco de mercado implícito em cada momento nas capitalizações bolsistas dos títulos cotados. A casa de investimento UBS produziu recentemente um estudo<sup>33</sup> para a Europa, excluindo o Reino Unido, para o período de 1991 a 2007, tendo chegado a um valor médio para o prémio de risco implícito na cotação dos títulos de 4,5%

As taxas de desconto obtidas a partir do CAPM, utilizadas para descontar os *cash flows* de um projecto/empresa, presumem que os títulos podem ser livremente transaccionados em mercado, assumindo a existência de procura e oferta suficiente para os mesmos pelo que uma transacção não afecta o preço de mercado do título. Porém, no processo de avaliação de projectos/empresas não cotados em mercado de capitais a facilidade com que se aliena um título variará de caso para caso, em função de factores como a liquidez dos activos, a estabilidade dos *cash flows*, a possibilidade de vir a estar cotada no futuro, a dimensão do projecto/empresa e a possibilidade de adquirir o controlo com a referida participação (entre outros). A este propósito têm sido publicados imensos estudos<sup>34</sup> sobre a magnitude dos prémios de liquidez, sendo unânime a conclusão de que uma taxa de desconto que não seja corrigida pela liquidez leva à sobreavaliação do activo. Para minorar este problema têm sido adoptadas as seguintes práticas:

- Adicionar um factor à taxa de desconto; prática recomendada por estudos<sup>35</sup> que concluem que os retornos de investidores em capital de risco são sistematicamente superiores aos das acções transaccionadas em bolsa. No caso do projecto em avaliação, por se tratar de um projecto *star-up*, típico portanto de *venture capital*, optamos por esta solução.
- Aplicar um desconto ao valor obtido para o projecto/empresa; desconto implícito nos valores pagos na aquisição de empresas não cotadas quando comparados com os valores implícitos na aquisição de empresas cotadas.
- Efectuar o ajustamento ao Beta do projecto/empresa para reflectir a sua exposição individual a risco de liquidez.

<sup>33</sup> UBS "Global Investment Strategy – Implied Equity Risk Premium", 6 de Julho de 2007.

<sup>34</sup> Alguns exemplos: Silber (1991), Bajaj et al. (1995) e Hertz et al. (1987).

<sup>35</sup> Por exemplo: "Venture Economics".

### A3.3 Indicadores de Criação de Valor e de Rentabilidade do Projecto

#### i) VAL – Valor Actual Liquido

Na metodologia DCF o valor criado pelo projecto (VAL – Valor Actual Liquido) corresponde ao somatório dos *cash flows* livres descontados somado de um valor terminal. Apuramos assim duas parcelas de valor:

- Parcela que corresponde ao período explícito de projecção dos *cash flows* livres;
- Parcela que corresponde ao valor terminal (TV – *Terminal Value*): esta parcela poderá corresponder ou ao valor residual dos activos, na hipótese de encerramento do projecto no fim do período explícito de projecção, ou ao valor do projecto em perpetuidade, na hipótese de continuidade do projecto/empresa após o período explícito.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \left[ \frac{FCFF_t}{(1 + WACC_t)^t} \right] + \frac{TV}{(1 + WACC_t)^t}$$

$$VAL = \sum_{t=0}^n \left[ \frac{FCFE_t}{(1 + k_{e,t})^t} \right] + \frac{TV}{(1 + k_{e,t})^t}$$

No caso do valor terminal corresponder à hipótese de continuidade, considera-se o valor actual de uma perpetuidade dos *cash flows* cuja lei de crescimento implícita poderá variar. O mais comum neste caso é recorrer-se ao Modelo de Gordon onde se considera que, a partir do período explícito de projecção (n), os *cash flows* crescerão em perpetuidade a uma taxa constante determinada pela taxa de crescimento potencial do PIB (Produto Interno Bruto) – “g”. O modelo assume ainda que no período de perpetuidade o investimento de substituição necessário para repor a capacidade instalada é igual ao valor das amortizações.

$$TV = \frac{FCFF_n \times (1 + g)}{(WACC_n - g)}$$

$$TV = \frac{FCFE_n \times (1 + g)}{(k_{e,n} - g)}$$

No caso do valor terminal corresponder à hipótese de encerramento do projecto, considera-se o Valor Residual do projecto/empresa (VR) correspondendo este ao valor de liquidação dos activos. Como *proxy* para este valor é normal usar-se o valor contabilístico dos activos fixos somado ao valor investido em fundo de maneoio.

## ii) TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) corresponde à taxa de desconto para a qual o VAL se anula, ou seja, poderá ser entendida como a taxa de remuneração mínima exigida pelos accionistas (no caso da TIR accionista) ou pela totalidade dos investidores no projecto/empresa, incluindo os financiadores por dívida (no caso da TIR do projecto).

$$\sum_{t=0}^n \left[ \frac{FCFF_t}{\left(1 + TIR_{\text{projecto}}\right)^t} \right] + \frac{TV}{\left(1 + TIR_{\text{projecto}}\right)^t} = 0$$

$$\sum_{t=0}^n \left[ \frac{FCFE_t}{\left(1 + TIR_{\text{accionista}}\right)^t} \right] + \frac{TV}{\left(1 + TIR_{\text{accionista}}\right)^t} = 0$$

O projecto remunera adequadamente os capitais nele investidos caso a TIR seja no mínimo igual ao custo dos capitais (WACC ou custo dos capitais próprios, consoante a perspectiva de avaliação).

## iii) Pay Back Period

O indicador *Pay Back Period* corresponde ao período de tempo necessário para que o projecto permita a recuperação dos capitais nele investidos.

## A3.4 Medidas de Sensibilidade de Performance do Projecto

A Elasticidade de uma medida de criação de valor, como é o caso do VAL, deve ser interpretada como a variação percentual expectável para essa medida/indicador em resultado da variação percentual unitária da variável para a qual a elasticidade está a ser calculada. Assim, a elasticidade do VAL ao preço de *input* (P) será calculada da seguinte forma:

$$Elasticidade_{VAL/P} = \frac{\frac{\Delta VAL}{VAL}}{\frac{\Delta P}{P}}$$

### A3.5 Siglas

EBITDA – Earnings Before Interest, Tax and Depreciation&Amortization (Resultados antes de Depreciações&Amortizações, Encargos Financeiros e Impostos)

EBIT – Earnings Before Interest and Tax (Resultados antes de Encargos Financeiros e Impostos)

EBT – Earnings Before Tax (Resultados antes de Impostos)

NOPLAT - Net Operating Profits Less Adjusted Tax (Resultados operacionais menos impostos ajustados)

FCFF – Free Cash Flow to Firm (Cash Flow Livre para a Empresa)

FCFE – Free Cash Flow to Equity (Cash Flow Livre para os Accionistas)

WACC - Weighted Average Cost of Capita (Custo Médio Ponderado do Capital)

DCF - Discounted Cash Flow

VAL – Valor Actual Líquido

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

t – taxa marginal de imposto sobre o rendimento

n – número de anos de projecção explícita dos cash flows

E – Equity Value (Valor de Mercado dos Capitais Próprios)

D – Debt Value (Valor de Mercado da Dívida)

V – Total Value (Valor de Mercado sa Totalidade dos Activos).  $V=E+D$

E/D – Equity/Debt (market values)

E/V – Equity/Total Value (market values)

D/V – Debt/Total Value (market values)

$\beta$  – Beta Médio de Empresas Comparáveis do Sector

$\beta_u$  – Unlevered Beta (Beta não Alavancado)

$\beta_e$  – Levered Beta (Beta Alavancado, do projecto/empresa)

$r_m$  – Taxa de Rentabilidade Esperada para o Mercado

$r_f$  – Taxa de Juro sem Risco

$(r_m - r_f)$  – Prémio de Risco de Mercado

$k_e$  – Custo dos Capitais Próprios

$k_d$  – Custo dos Capitais Alheios

g – Taxa de Crescimento Nominal dos Cash Flows em Perpetuidade

VR – Valor Residual

TV – Terminal Value (Valor Terminal)

CAPM - Capital Asset Pricing Mode (Modelo de Avaliação de Activos Financeiros)